Office national de l'énergie

National Energy Board

Canada

Projet gazier Mackenzie

Motifs de décision

GH-1-2004

Volume 2

et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

the National Energy Board, provided due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2010 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2010-5F
ISBN 978-1-100-95547-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique :
publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office (rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2010 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2010-5E
ISBN 978-1-100-16560-8

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Mise en œuvre de la décision : aspects techniques

Chapitre 1
Introduction 6

1.1 Le projet 6

1.2 Description du projet 8

1.2.1 Champ de Niglintgak 8
1.2.2 Champ de Taglu 9
1.2.3 Champ de Parsons Lake 9
1.2.4 Réseau de collecte Mackenzie 9
1.2.5 Pipeline de la vallée du Mackenzie 10
1.2.6 Calendrier de construction 11

1.3 Cadre du projet 14

1.3.1 Environnement du projet 14
1.3.2 Contexte culturel et socioéconomique 16

Chapitre 2
Le processus d'examen réglementaire 18

2.1 Rôle de l'Office national de l'énergie 18

2.2 Le critère de l'intérêt public 19

2.3 Coordination du processus d'examen 20

2.4 Le processus d'audience de l'Office national de l'énergie 22

2.4.1 Aperçu 22
2.4.2 Événements précédant l'audience orale 22
2.4.3 L'audience orale 22
2.4.4 Rapport établi par un membre de l'Office en vertu du paragraphe 15(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* 23
2.4.5 Processus de consultation-modification des recommandations et plaidoirie finale 23

Chapitre 3
Questions environnementales et socioéconomiques 26

3.1 Le processus de la Commission d'examen conjoint 26

3.2 Processus de consultation-modification des recommandations 27

3.3 Questions liées à l'environnement abordées dans les arguments 28

3.3.1 Effets cumulatifs et effets en amont 28
3.3.2 Utilisation finale du gaz et effets en aval 31
3.3.3 Enjeux relatifs à la qualité de l'air et émissions de gaz à effet de serre 32
3.3.4 Incidences du changement climatique sur le projet 35
3.3.5 Faune et espèces en péril 37
3.3.6 Plans de protection de l'environnement 40
3.3.7 Rôle de l'Office national de l'énergie dans l'application des recommandations adressées aux autres parties 42

3.4 Questions socioéconomiques abordées en plaidoirie finale 44

3.4.1 Accord socioéconomique 44
3.4.2 Emploi et formation 44
3.4.3 Conséquences pour les exploitants, les terres et les ressources 46
3.4.4 Rapports sur le projet 47

Chapitre 4
Champs de développement 48

4.1 Les réservoirs 49

4.2 Niglintgak 50

4.2.1 Conception des installations au champ de Niglintgak 50
4.2.2 Enjeux liés au plan de mise en valeur 53

4.3 Taglu 66
4.3.1 Conception des installations de Taglu 66
4.3.2 Enjeux liés au plan de mise en valeur 70
4.4 Parsons Lake 82
4.4.1 Conception des installations de Parsons Lake 82
4.4.2 Enjeux liés au plan de mise en valeur 85

Chapitre 5
Tracé et questions foncières 94
5.1 Introduction 94
5.2 Choix du tracé général et des sites des installations 95
5.2.1 Choix du tracé général – Pipeline de la vallée du Mackenzie et réseau de collecte Mackenzie 95
5.2.2 Choix des sites des installations 97
5.2.3 Participation des collectivités et des gouvernements au processus de sélection du tracé et des sites des installations 97
5.3 Besoins généraux en terrains 101
5.4 Questions relatives à l'aménagement du territoire 104
5.5 Acquisition des terrains 108
5.5.1 Propriété des terres dans la zone d'implantation du projet gazier Mackenzie 108
5.5.2 Démarche des promoteurs concernant l'acquisition des terrains 109

Chapitre 6
Installations 112
6.1 Aperçu des installations 112
6.2 Évaluation des aspects techniques 113
6.3 Stratégie de conception générale 113
6.3.1 Processus de conception 113
6.3.2 Devis estimatif 113
6.3.3 Conception axée sur les contraintes et conception axée sur la déformation 114
6.3.4 Conception et configuration du réseau 121
6.4 Questions de conception précises 128
6.4.1 Aperçu 128
6.4.2 Géorisques 128
6.4.3 Températures d'exploitation des pipelines 131
6.4.4 Matériaux des pipelines 133
6.4.5 Assemblage – Soudage et examen non destructif 134
6.4.6 Conception parasismique 137
6.4.7 Pentes 137
6.4.8 Franchissements de cours d'eau 140
6.4.9 Systèmes de commande des pipelines et détection des fuites 145
6.4.10 Tassement du remblai 146
6.4.11 Protection de l'emprise pendant la construction 148
6.5 Autres aspects techniques 148
6.5.1 Aperçu 148
6.5.2 Émissions atmosphériques 148
6.5.3 Essais de pression 151
6.5.4 Infrastructure de soutien 151
6.5.5 Logistique et construction dans le Nord 152
6.6 Plans préliminaires de surveillance et de contrôle de l'intégrité 155
6.7 Intervention en cas d'urgence 158
6.8 Autres exigences propres au réseau de collecte Mackenzie 159

Chapitre 7
Faisabilité économique 160
7.1 Le caractère d'utilité publique du projet 160
7.2 Contexte économique 160
7.3 Approvisionnement 161
7.4 Marchés et demande 164
7.5 Contrats de transport 167
7.5.1 Pipeline de la vallée du Mackenzie 167
7.5.2 Réseau de collecte Mackenzie 167
7.6 Financement 168

Chapitre 8
Droits, tarifs et modalités d'accès 170
8.1 Réglementation des droits, des tarifs et de l'accès 170
8.2 Pipeline de la vallée du Mackenzie 171
8.2.1 Moment où la décision sur les droits et le tarif devrait intervenir 171
8.2.2 Méthode de réglementation économique 172
8.2.3 Coût du capital 173
8.2.4 Amortissement 176

8.2.5 Méthodes de conception des droits (droit de zone par opposition au droit volume-distance) 177
8.2.6 Le principe du libre accès 178
8.2.7 Droits différentiels selon la durée du contrat 183
8.2.8 Politique relative aux latéraux 184
8.2.9 Desserte des collectivités du Nord 185
8.2.10 Codes de conduite 188
8.2.11 Groupe de travail sur les droits et le tarif 190

8.3 Réseau de collecte Mackenzie 191
8.3.1 Aperçu 191
8.3.2 Besoin de réglementation économique dans le cas du réseau de collecte Mackenzie 191
8.3.3 Méthode proposée pour l'établissement des frais exigibles dans le réseau de collecte Mackenzie (à l'exclusion du pipeline de liquides de gaz naturel) 192
8.3.4 Méthode d'établissement des droits proposée pour le pipeline de liquides de gaz naturel 195
8.3.5 Code de conduite 195

Chapitre 9
Consultation 196

9.1 Introduction 196
9.2 Programme de consultation des promoteurs 197
9.2.1 Aperçu 197
9.2.2 Consultation au sujet du réseau de collecte Mackenzie et du pipeline de la vallée du Mackenzie 197
9.2.3 Consultation relative aux champs de développement 199
9.2.4 Consultation du gouvernement 200
9.3 Participation des parties au processus d'audience de la Commission d'examen conjoint 201
9.4 Participation des parties au processus d'audience de l'Office national de l'énergie 201
9.5 Prise en compte des préoccupations des Autochtones 202
9.5.1 Accommodements proposés par les promoteurs 202
9.5.2 Préoccupations exprimées au cours de l'audience de l'Office national de l'énergie 203

Chapitre 10
Réglementation tout au long de la durée de vie 208

10.1 Règlements adoptés en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* 208
10.1.1 La demande 209
10.1.2 Surveillance et exécution 209
10.1.3 Cessation d'exploitation 211
10.2 Réglementation économique 213
10.3 Réglementation, surveillance et application de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* 214

Chapitre 11
Dispositif 216

Annexes
A Liste des questions pour l'audience GH-1-2004 219
B Exposé et comparutions 220
C Sommaire des événements 223
D Réservoirs des champs de développement : caractéristiques et historique d'exploration 226
E Facteurs de conversion et teneur en énergie 231
F Autorisation MO-13-2004 232
G Rapport de M. Harrison soumis en vertu du paragraphe 15(1) 234
H Lettre de l'Office national de l'énergie à la Commission d'examen conjoint au sujet des modifications 235
I Tableau de concordance 238
J Réponse de la Commission d'examen conjoint à la consultation pour modifier le processus de l'ONÉ 246
K Conditions qui s'appliquent au pipeline de la vallée du Mackenzie 248
L Ordonnance visant les droits et le Tarif du pipeline de la vallée du Mackenzie 265
M Conditions qui s'appliquent au réseau de collecte Mackenzie 268
N Ordonnance visant les droits du réseau de collecte Mackenzie 285
O Conditions qui s'appliquent au plan de mise en valeur de Shell Canada Limitée (Shell) pour le champ de Niglintgak 287
P Conditions qui s'appliquent au plan de mise en valeur de Pétrolière Impériale Ressources Limitée (Pétrolière Impériale) pour le champ de Taglu 295
Q Conditions qui s'appliquent au plan de mise en valeur de ConocoPhillips Canada (North) Limited (ConocoPhillips) pour le champ de Parsons Lake 303

Liste des figures

Figure 1-1 Carte générale du projet 7

Figure 1-2 Champs de développement et conduites de collecte en amont 8

Figure 1-3 Pipeline de la vallée du Mackenzie et pipeline de liquides de gaz naturel 11

Figure 1-4 Calendrier de construction proposé pour le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie 12

Figure 1-5 Tronçons de construction proposés 13

Figure 1-6 Régions de pergélisol 15

Figure 1-7 Régions visées par des revendications territoriales dans la vallée du Mackenzie 16

Figure 2-1 Chronologie de l'examen du projet gazier Mackenzie 21

Figure 2-2 Calendrier d'audience harmonisé de l'Office national de l'énergie et de la Commission d'examen conjoint 22

Figure 2-3 Collectivités dans lesquelles l'Office national de l'énergie a tenu des séances d'information et des audiences publiques 24

Figure 4-1 Champs de développement 48

Figure 4-2 Approvisionnement en gaz naturel 49

Figure 4-3 Approvisionnement en liquides de gaz naturel 49

Figure 4-4 Installations de production au champ de Niglintgak 51

Figure 4-5 Carte du champ de Niglintgak 52

Figure 4-6 Périmètre de découverte exploitable et attestations de découverte importante associés au champ de Niglintgak 53

Figure 4-7 Hauteur de calcul de la substructure des installations de Niglintgak 59

Figure 4-8 Installations de production au champ de Taglu 67

Figure 4-9 Carte du champ de Taglu 68

Figure 4-10 Hauteur de calcul de la surface de la plateforme d'exploitation et des fondations des installations 73

Figure 4-11 Élimination des déchets de forage 80

Figure 4-12 Installations de production au champ de Parsons Lake 81

Figure 4-13 Carte du champ de Parsons Lake 83

Figure 4-14 Périmètre de découverte exploitable et attestations de découverte importante associés au champ de Parsons Lake en 2006 86

Figure 5-1 Coupes transversales d'une emprise type 102

Figure 5-2 Besoins types en terrains pour un franchissement à ciel ouvert d'un cours d'eau 103

Figure 6-1 Processus de conception technique 113

Figure 6-2 Soulèvement dû au gel 116

Figure 6-3 Tassement dû au dégel 117

Figure 6-4 Réseau de collecte Mackenzie 121

Figure 6-5 Capacité nominale du pipeline de la vallée du Mackenzie 125

Figure 6-6 Profils de température pour les configurations à une et trois stations de compression 132

Figure 6-7 Profils de température de diverses configurations de compresseurs 132

Figure 6-8 Thermosiphon (à gauche) et utilisation de copeaux de bois comme matériau isolant en surface (à droite) 138

Figure 6-9 Franchissement à ciel ouvert 140

Figure 6-10 Franchissement isolé d'un cours d'eau 141

Figure 6-11 Banquettes de détournement et bouchons de tranchée 142

Figure 6-12 Franchissement d'un cours d'eau au moyen d'un forage directionnel à l'horizontale utilisant la méthode de l'alésage arrière 143

Figure 6-13 Tassement prévu de l'emprise selon différentes techniques de déboisement 147

Figure 7-1 Ressources en gaz naturel 161

Figure 7-2 Prévisions de la capacité 163

Figure 7-3 Bassins et sous-bassins d'approvisionnement 163

Figure 7-4 Production et consommation prévues de gaz naturel en Amérique du Nord 165

Figure 7-5 Corridors d'exportation à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 166

Figure 8-1 Zones tarifaires proposées du pipeline de la vallée du Mackenzie 177

Figure 8-2 Gazoduc communautaire 186

Figure 8-3 Comparaison des frais selon les formules JP-05 et JP-95 (durée utile de 20 ans) 193

Figure 10-1 Réglementation exercée par l'Office national de l'énergie pendant la durée de vie du projet 209

Figure D-1 Réglementation exercée par l'Office national de l'énergie pendant la durée de vie du projet 209

Table des matières

Tableau 1-1 Collectivités susceptibles d'être touchées 17

Tableau 2-1 Événements initiaux du processus d'examen coordonné 21

Tableau 2-2 Événements marquants du processus d'audience de l'Office national de l'énergie 23

Tableau 4-1 Volumes récupérables de gaz naturel dans les champs de développement 49

Tableau 4-2 Calendrier des principaux travaux au champ de Niglintgak 50

Tableau 4-3 Calendrier des principaux travaux au champ de Taglu 69

Tableau 4-4 Calendrier des principaux travaux au champ de Parsons Lake 82

Tableau 5-1 Raffinements apportés au tracé préliminaire 98

Tableau 5-2 Changements au projet déposés en novembre 2005 99

Tableau 5-3 Besoins en terrains selon l'usage 101

Tableau 6-1 Mise à jour 2007 - Dépenses du projet 114

Tableau 6-2 Coefficients régionaux de réchauffement climatique retenus par les promoteurs 119

Tableau 6-3 Paramètres de conception du pipeline de la vallée du Mackenzie 125

Tableau 6-4 Exigences techniques relatives aux tubes pour canalisations 133

Tableau 6-5 Plans préliminaires de surveillance et de contrôle 156

Tableau 7-1 Comparaison des prévisions sur l'approvisionnement en gaz naturel 162

Tableau 7-2 Estimations des ressources du bassin de la plaine Eagle 163

Tableau 7-3 Capacité des pipelines d'exportation à partir du BSOC et flux de gaz projetés Mm^3/j (Gpi^3/j) 166

Tableau 7-4 Capacité souscrite et capacité disponible dans le pipeline de la vallée du Mackenzie 167

Tableau 7.5 Volumes souscrits par expéditeur 167

Tableau 7-6 Participation prédéveloppement des propriétaires-expéditeurs 168

Tableau 8-1 Rendement du capital-actions proposé par le Mackenzie Explorer Group pour le pipeline de la vallée du Mackenzie 173

Tableau 8-2 Comparaison des taux de rendement du capital-actions (RCA) autorisés en 2005 174

Tableau 8-3 Coût en capital estimatif des installations de comptage et dispositifs connexes, par collectivité 187

Tableau 8-4 Coût estimatif de prestation du service aux collectivités du Nord 187

Tableau 9-1 Changements apportés à la conception du projet 203

Tableau 10-1 Principes de remise en état des terres après la cessation d'exploitation 213

Tableau D-1 Caractéristiques des ressources gazières des champs de développement 226

Tableau D-2 Historique de l'exploration du champ de Niglintgak 227

Tableau D-3 Résultats du modèle de simulation du réservoir associé à l'attestation 227

Tableau D-4 Historique de l'exploration du champ de Taglu 228

Tableau D-5 Résultats du modèle de simulation du réservoir de Taglu 229

Tableau D-6 Historique de l'exploration du champ de Parsons Lake 229

Tableau D-7 Résultats du modèle de simulation du réservoir de Parsons Lake 229

Chapitre 1
Introduction

1.1 Le projet

Le projet gazier Mackenzie vise la production et le transport de gaz naturel et de liquides de gaz naturel provenant des trois principaux champs de gaz naturel à terre découverts dans la région du delta du Mackenzie. Le gaz naturel produit aux champs de Niglintgak, Taglu et Parsons Lake serait acheminé via le pipeline de la vallée du Mackenzie depuis Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.), jusqu'à la région nord-ouest de l'Alberta, et de là, vers des marchés plus au sud. Les liquides de gaz naturel seraient séparés du flux gazeux à une installation de traitement du gaz située près d'Inuvik (installation de la région d'Inuvik), puis transportés par un pipeline de faible diamètre jusqu'à Norman Wells (T.N.-O.), point de raccordement avec l'actuel pipeline Norman Wells d'Enbridge Pipelines (NW) Inc. (Voir la figure 1-1.)

En octobre 2004, l'Office national de l'énergie a été saisi des demandes suivantes concernant la construction et l'exploitation du projet gazier Mackenzie :

- trois demandes distinctes touchant la mise en valeur des champs de gaz naturel de Niglintgak, Taglu et Parsons Lake (champs de développement) – déposées en vertu de l'article 5.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*;
- une demande portant sur l'aménagement du réseau de collecte Mackenzie, comprenant 189,2 kilomètres de conduites de collecte amont, une installation de traitement du gaz dans la région d'Inuvik et un pipeline de transport de liquides de gaz naturel de 457,2 kilomètres s'étendant de l'installation de la région d'Inuvik jusqu'à Norman Wells – déposée en vertu de l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*;
- une demande visant la construction d'un pipeline de 1 195,8 kilomètres désigné le pipeline de la vallée du Mackenzie, y compris trois stations de compression, une station de chauffage et les installations pipelinières connexes, pour le transport du gaz naturel de l'installation de la région d'Inuvik jusqu'à la région nord-ouest de l'Alberta déposée en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Le gazoduc se raccorderait au réseau existant de NOVA Gas Transmission Ltd. en Alberta.
- une demande concernant la délivrance, en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, d'une ordonnance autorisant les principes relatifs aux droits et au tarif qui s'appliqueront aux services offerts sur le pipeline de la vallée du Mackenzie.

Le saviez-vous ?

Pipelines du Nord

Si le projet gazier Mackenzie allait de l'avant, ce serait de loin le plus gros réseau pipelinier jamais construit et exploité dans le Nord canadien, mais non le premier. Le pipeline Canol, construit pendant la Seconde Guerre mondiale, assurait le transport de pétrole brut de Norman Wells à Whitehorse; au milieu des années 1980, Enbridge Pipelines (NW) Inc. a aménagé le pipeline Norman Wells, qui s'étend de Norman Wells à Zama (Alberta). Au cours des cinquante dernières années, plusieurs gazoducs partant du sud du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest ont été construits jusqu'en Colombie-Britannique et en Alberta. Vers la fin des années 1990, le pipeline Ikhil a été implanté pour approvisionner Inuvik en gaz naturel.

Le pipeline de la vallée du Mackenzie est conçu pour transporter environ 34,3 Mm^3/j (millions de mètres cubes par jour), ou 1,2 Gpi^3/j (milliard de pieds cubes par jour), de gaz naturel lorsque trois stations de compression sont en exploitation.

Les promoteurs du projet gazier Mackenzie sont : Imperial Oil Resources Ventures Limited, la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership, Pétrolière Impériale Ressources Limitée, ConocoPhillips Canada (North) Limited, Conoco Phillips Northern Partnership, ExxonMobil Canada Properties et Shell Canada Limitée, à titre d'associé directeur de Shell Canada Énergie (appelées collectivement les promoteurs).

Le coût en capital du projet gazier Mackenzie est évalué à 16,2 milliards de dollars (en $2006) et sa mise en service est prévue pour la fin de 2018, si les travaux de construction débutent à la fin de 2014.

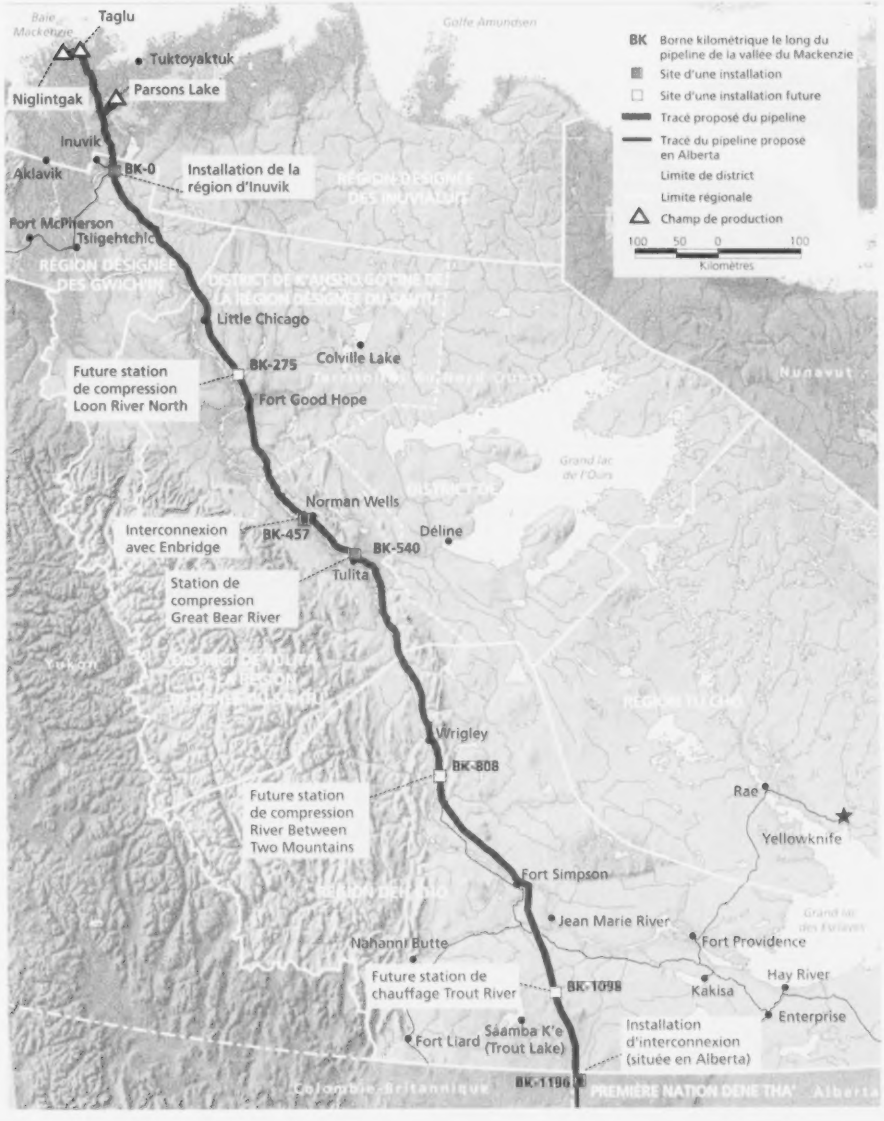
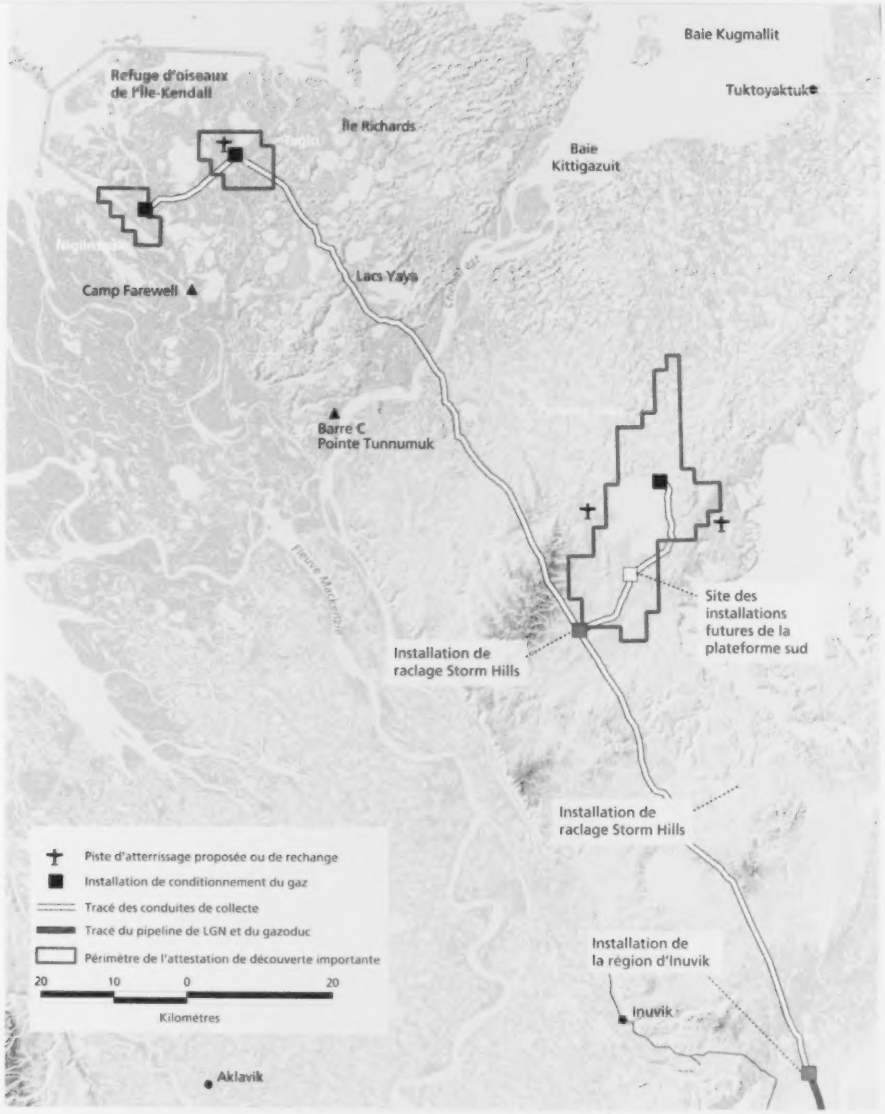


Figure 1-1

Carte générale du projet

Figure 1-2

Champs de développement et conduites de collecte en amont



1.2 Description du projet

1.2.1 Champ de Niglintgak

Le 20 octobre 2004, Shell Canada Limitée (Shell) a sollicité l'approbation d'un plan de mise en valeur du champ de Niglintgak, en vertu de l'article 5.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

La région visée par l'attestation de découverte importante SDL019 relative au champ de Niglintgak est située dans les limites du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, dans le delta du Mackenzie, soit environ 120 kilomètres au nord-ouest d'Inuvik et 85 kilomètres à l'ouest de Tuktoyaktuk. (Voir la figure 1-2.)

Les installations de production proposées comprennent ce qui suit :

- de six à douze puits de production répartis sur trois plateformes d'exploitation;
- un réseau de conduites d'écoulement en surface;
- une installation de conditionnement du gaz située dans le chenal Kumak;
- un puits de refoulement;
- des éléments d'infrastructure, dont un abri d'urgence et des hélisurfaces.

On prévoit étaler la construction des installations sur quatre saisons d'hiver, de 2014 à 2018, et l'exploitation est censée débuter en 2018 pour se poursuivre pendant environ 25 ans. D'après les estimations, les dépenses en immobilisations initiales associées aux travaux de forage et aux installations se chiffreront à 800 millions de dollars (en $2006).

1.2.2 Champ de Taglu

Le 7 octobre 2004, Pétrolière Impériale Ressources Limitée a sollicité l'approbation d'un plan de mise en valeur visant le champ de Taglu, en vertu de l'article 5.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

La région visée par l'attestation de découverte importante SDL063 associée au champ de Taglu se trouve à 120 kilomètres au nord-ouest d'Inuvik et 70 kilomètres à l'ouest de Tuktoyaktuk, dans le delta du Mackenzie. (Voir la figure 1-2.)

Voici les installations de production proposées au champ de Taglu :

- jusqu'à quinze puits de production forés à partir d'une même plateforme d'exploitation;
- un ou deux puits de refoulement;
- une installation de conditionnement du gaz;
- les éléments d'infrastructure connexes, tels que des plateformes et des fondations;
- un site d'accostage de barges;
- une piste d'atterrissage et une hélisurface;
- des bâtiments;
- un système de traitement de l'eau.

Il est prévu que la construction se déroulera de 2014 à 2018 et que l'étape de l'exploitation débutera en 2018. Les dépenses en immobilisations initiales liées à la mise en valeur du champ de Taglu sont évaluées à 1,75 milliard de dollars (en $2006), ce à quoi s'ajouteraient des immobilisations futures de 800 millions de dollars associées à des installations de compression et des puits intercalaires.

Le saviez-vous?

Le NPS ou diamètre nominal du tuyau

Le NPS (abréviation de Nominal Pipe Size) est une série de valeurs utilisées en Amérique du Nord pour représenter des diamètres standard de tuyaux sous pression, exprimés en pouces.

Voici une conversion approximative en valeurs SI (métriques) des NPS des tuyaux utilisés dans le cadre du projet :

NPS	Diamètre approximatif du tuyaur
NPS 10	250 mm
NPS 16	400 mm
NPS 18	450 mm
NPS 26	650 mm
NPS 30	750 mm
NPS 32	800 mm

1.2.3 Champ de Parsons Lake

Dans une demande datée du 7 octobre 2004, ConocoPhillips Canada (North) Limited a sollicité, en son nom et en celui d'ExxonMobil Canada Properties, l'approbation d'un plan de mise en valeur du champ de Parsons Lake, en vertu de l'article 5.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Les régions visées par les attestations de découverte importante SDL032 et SDL030 relatives au champ de Parsons Lake se trouvent à quelque 70 kilomètres au nord d'Inuvik et 55 kilomètres au sud-ouest de Tuktoyaktuk, soit à l'est du delta du Mackenzie dans la péninsule de Tuktoyaktuk. (Voir la figure 1-2.)

Les installations de production proposées à Parsons Lake comprennent ce qui suit :

- une plateforme nord comprenant de neuf à dix-neuf puits de production;
- des puits de refoulement et une installation de conditionnement du gaz;
- une plateforme sud comportant trois à sept puits de production;
- des conduites d'écoulement;
- une infrastructure de soutien, y compris une piste d'atterrissage tous temps.

Les travaux de construction se dérouleraient de 2014 à 2018 et l'étape de l'exploitation débuterait en 2018 et se poursuivrait, selon les prévisions, pendant 25 ou 30 ans. Les dépenses en immobilisations initiales relatives à la mise en valeur du champ sont estimées à 1,2 milliard de dollars (en $2006), ce à quoi s'ajouteraient des immobilisations futures de 350 millions de dollars associées à des installations de compression et des puits intercalaires.

1.2.4 Réseau de collecte Mackenzie

Le 7 octobre 2006, Imperial Oil Resources Ventures Limited a déposé une demande, en son nom et en celui de Shell, ConocoPhillips et ExxonMobil, en vue d'obtenir une autorisation concernant la construction du réseau de collecte Mackenzie, en vertu de l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Le réseau de collecte Mackenzie comprend les aménagements suivants :

- environ 190 kilomètres de conduites de collecte NPS 16, NPS 18, NPS 26 et NPS 32 destinées à transporter le gaz produit aux champs de Niglintgak, Taglu et Parsons Lake jusqu'à l'installation de la région d'Inuvik;
- l'installation de la région d'Inuvik, qui traiterait la production venant des trois champs de développement;
- un pipeline de liquides de gaz naturel NPS 10 d'environ 457 kilomètres de long, qui relierait l'installation de la région d'Inuvik à Norman Wells;
- des vannes de sectionnement, installations de raclage et stations de comptage associées aux conduites de collecte amont et au pipeline de liquides de gaz naturel.

Le 12 octobre 2007, MGM Energy Corp. a signé une entente de demande de capacité *(Capacity Request Agreement)* dans laquelle elle signifiait son intention soit d'acquérir une part de propriété dans les installations de collecte et de traitement de gaz Mackenzie, soit d'y souscrire une capacité de transport garanti chiffrée à 5,66 Mm^3/j (200 Mpi^3/j). La société envisageait de livrer des approvisionnements de 2,83 Mm^3/j (100 Mpi^3/j), provenant d'un champ désigné MGM Est, à un point de réception situé à Taglu et de transporter 2,83 Mm^3/j (100 Mpi^3/j) de gaz, provenant d'un champ désigné MGM Ouest, jusqu'à un point de réception situé à Niglintgak.

Au cours de l'instance, MGM Energy Corp. a été le seul tiers expéditeur à s'être engagé à transporter un volume déterminé au moyen des installations du projet gazier Mackenzie. Cependant, elle n'a fait aucune demande de capacité sur le pipeline de la vallée du Mackenzie.

Le réseau de collecte Mackenzie pourrait livrer environ 30,9 Mm^3/j (1,1 Gpi^3/j) de gaz au pipeline de la vallée du Mackenzie et transporter quelque 4 000 m^3/j (25 200 b/j) de liquides de gaz naturel à Norman Wells à partir de l'installation de la région d'Inuvik. Le coût en capital du réseau de collecte Mackenzie est de l'ordre de 3,5 milliards de dollars (en $2006). Sa mise en service est prévue pour 2018.

1.2.5 Pipeline de la vallée du Mackenzie

Imperial Oil Resources Ventures Limited a déposé une demande, en son nom et en celui de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership, de Shell, de ConocoPhillips et d'ExxonMobil, pour solliciter la délivrance d'un certificat d'utilité publique, en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi qu'une ordonnance en vertu de la partie IV de cette même loi autorisant les principes relatifs aux droits et au tarif qui s'appliqueraient dans le cas du pipeline de la vallée du Mackenzie (voir la figure 1-3). Par la suite, ConocoPhillips a transféré à ConocoPhillips Northern Partnership la participation qu'elle détenait dans le pipeline de la vallée du Mackenzie.

Le pipeline de la vallée du Mackenzie comprend ce qui suit :

- environ 1 196 kilomètres de canalisations enfouies NPS 30 s'étendant de l'installation de la région d'Inuvik à un point d'interconnexion avec le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd., situé immédiatement au sud de la limite entre l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest;
- trois stations de compression : une seule station est prévue au départ, Great Bear River, et deux autres seront aménagées par la suite, Loon River North et River Between Two Mountains, une fois que d'autres engagements auront été reçus de la part d'expéditeurs;
- une station de chauffage, Trout River, qui sera aménagée après la réception d'autres engagements de la part d'expéditeurs;
- une station de comptage à l'installation de la région d'Inuvik;
- un sas d'arrivée des racleurs et une vanne de sectionnement, qui seront situés immédiatement au sud de la limite entre l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest.

Selon la demande, le pipeline de la vallée du Mackenzie a une capacité nominale de 27,3 Mm^3/j (964 Mpi^3/j) s'il compte une seule station de compression, et de 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) s'il y a trois stations de compression et une station de chauffage. Sa capacité peut être portée à 49,8 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j) avec l'exploitation de 14 stations de compression. Au départ, les promoteurs proposent d'installer seulement une station de compression sans aucune station de chauffage. Le coût en capital approximatif du pipeline de la vallée du Mackenzie s'élève à 7,05 milliards de dollars (en $2006) en comptant la station de compression Great Bear River seulement. L'aménagement de la station de chauffage Trout River et des stations de compression proposées Loon River North et River Between Two Mountains ajouterait environ 800 millions de dollars au coût en capital. La mise en service du pipeline de la vallée du Mackenzie est prévue pour 2018.

1.2.6 Calendrier de construction

Les promoteurs ont affirmé qu'ils prendraient une décision définitive au sujet de la réalisation du projet gazier Mackenzie au plus tôt à la fin de 2013, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires et des permis requis. S'ils choisissaient d'aller de l'avant avec le projet, tel que proposé, les étapes de la conception détaillée et de la construction du pipeline et des installations connexes s'amorceraient au plus tard en 2014 et se poursuivraient vraisemblablement jusqu'en 2018. C'est au cours de ces étapes que les activités liées au projet entraîneraient le plus d'interactions avec les collectivités du Nord et le milieu naturel. Les promoteurs ont indiqué qu'il s'agirait aussi de mener les activités suivantes dans la zone d'implantation du projet :

- reconnaissances sur le terrain et programmes d'essais pour fournir des données à l'appui de la conception détaillée;
- acquisition et mobilisation des matériaux, de l'équipement et des biens et services requis;
- consultation continue des collectivités nordiques;
- aménagement et construction de l'infrastructure de soutien, comme des sites d'emprunt;
- forage et complétion de puits dans les champs de développement;
- construction des installations de production et des conduites d'écoulement aux champs de développement.

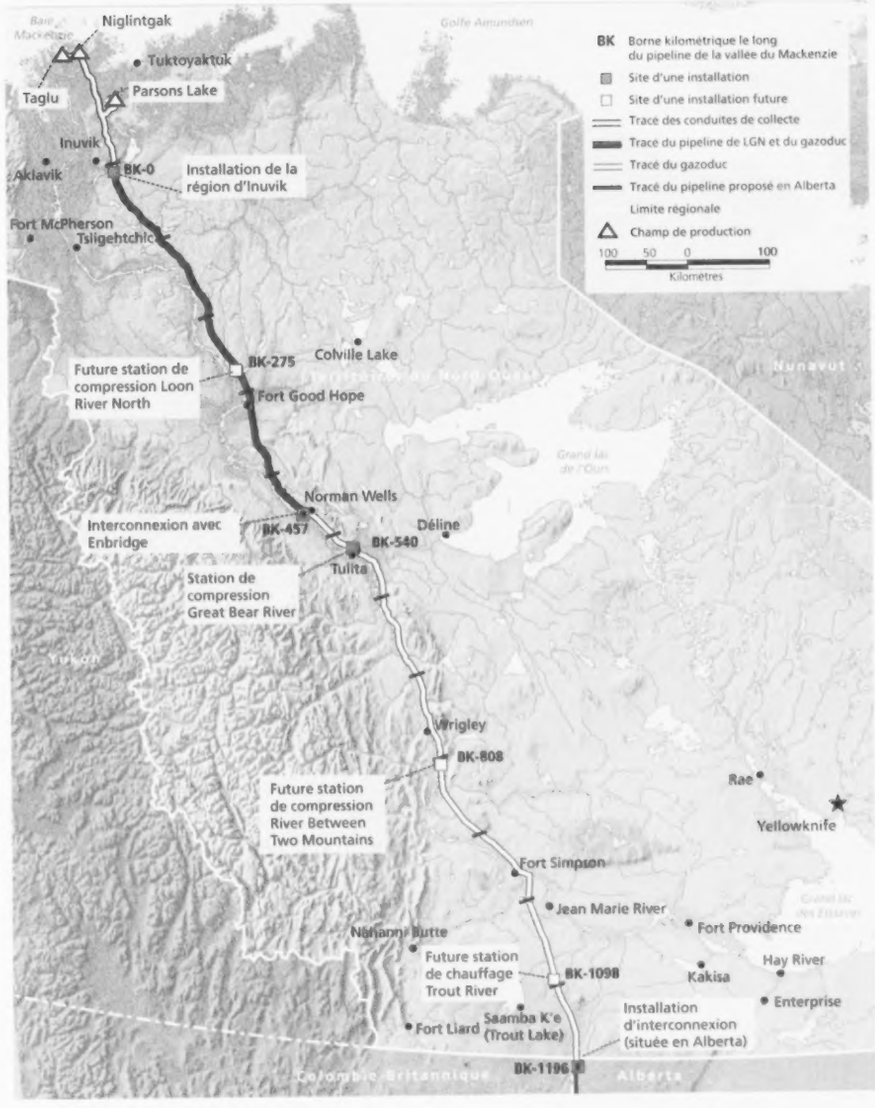


Figure 1-3

Pipeline de la vallée du Mackenzie et pipeline de liquides de gaz naturel

Les mois d'hiver (mi-octobre à la fin avril) seraient le moment privilégié pour procéder à la construction du pipeline. On profiterait de la saison estivale (mai à octobre) pour amener sur les chantiers l'équipement, les matériaux et le carburant nécessaires aux travaux de construction à effectuer durant l'hiver. La mise en place de l'infrastructure et la construction des installations se dérouleraient tout au long de l'année. La figure 1-4 présente le calendrier de travail proposé par les promoteurs.

Les promoteurs proposent d'entreprendre les travaux sur place au début de l'été 2014 avec la préparation des sites et l'aménagement initial d'une partie de l'infrastructure de soutien à la construction (ouvrages d'accostage de barges, petits baraquements, sites d'emprunt, aires de rassemblement du matériel et réservoirs de stockage du carburant). Au cours de l'hiver 2014-2015, des travaux d'arpentage, de déboisement et de nivellement seraient exécutés sur les premiers tronçons de l'emprise pipelinière, tandis que se poursuivrait l'aménagement des sites d'emprunt, des aires de rassemblement et sites de réservoirs de stockage, des ouvrages d'accostage et des principaux baraquements. Les promoteurs prévoient que les activités précitées continueront jusqu'à l'été 2015, moment où les matériaux du pipeline, l'équipement, le matériel des baraquements et le carburant seraient mobilisés sur le chantier en prévision de la première saison de pose du pipeline, qui aurait lieu à l'hiver 2015-2016.

Les promoteurs proposent de diviser la construction du pipeline en douze tronçons. (Voir la figure 1-5.) Selon eux, la réalisation de chaque tronçon de construction exigerait probablement une première saison d'hiver pour la préparation du site, une deuxième pour la construction du pipeline et une troisième pour les travaux de nettoyage finals. Les travaux se succéderaient dans cet ordre le long de chaque tronçon de construction (les équipes de déboisement étant suivies des celles chargées de la pose du pipeline et du nettoyage) en avançant toujours dans la même direction, sauf pour des écarts mineurs à certains endroits nécessités par les conditions climatiques, l'emplacement des baraquements ou la présence d'un franchissement de cours d'eau.

Figure 1-4

Calendrier de construction proposé pour le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie

Les promoteurs s'attendent à réaliser tous les travaux de déboisement et de franchissement de cours d'eau (par forage directionnel à l'horizontale) requis sur chacun des tronçons de construction au cours des deux premières saisons d'hiver. De cette façon, les activités de mise en service et de démarrage de l'exploitation pourraient débuter en 2018 après la fin de la dernière saison de pose du pipeline. Suivraient les travaux de remise en état et la démobilisation des baraquements, de l'équipement et des matériaux, qui se poursuivraient jusqu'à l'automne 2019.

La construction des stations (installation de la région d'Inuvik, appareils de comptage et station de compression Great Bear River) est censée débuter à l'hiver 2014-2015 avec l'arpentage, le déboisement et le nivellement des sites des installations. Des plateformes de gravier seraient mises en place l'été suivant. Les promoteurs ont indiqué que le creusement et la pose des fondations à pieux qui supporteraient les installations auraient lieu pendant l'hiver et l'été 2016. Les composantes modulaires des installations seraient fabriquées hors chantier et les promoteurs envisagent de les amener sur les sites en vue de l'assemblage final au cours de l'hiver 2017-2018. Ils s'attendent à terminer la construction des installations à l'été 2018.

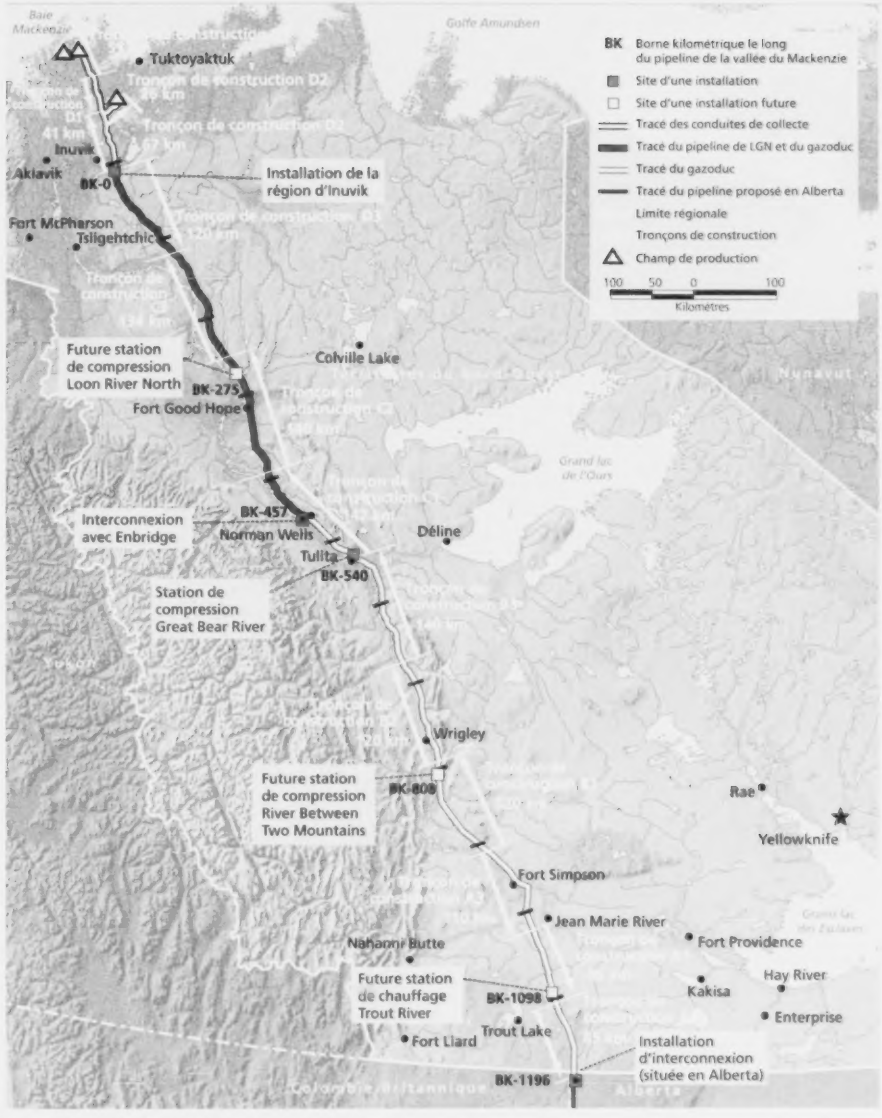


Figure 1-5

Tronçons de construction proposés

Le saviez-vous?

Définitions

Pergélisol – Sol (ou roche) qui se maintient à une température égale ou inférieure à 0°C pendant au moins deux ans.

Pergélisol continu – Pergélisol couvrant plus de 90 % du sous-sol d'une zone. Des taliks peuvent être présents sous les lits de rivières, les lacs et à d'autres endroits localisés.

Pergélisol discontinu étendu – Pergélisol présent sur de 65 à 90 % d'une zone.

Pergélisol discontinu intermédiaire – Pergélisol présent sur de 35 à 65 % d'une zone.

Pergélisol discontinu sporadique – Pergélisol présent sur de 10 à 35 % d'une zone.

Îlots isolés de pergélisol – Pergélisol présent sur moins de 10 % d'une zone.

Talik – Zone de sol non gelé dans une zone de pergélisol, souvent située sous un lac ou une rivière.

Fondrière de mousse – Tourbière généralement remplie de sphaigne, de saules et d'épinettes noires rabougries et dont la profondeur peut atteindre 30 mètres ou plus. Les fondrières présentent un obstacle important aux activités de transport et de construction pendant l'été.

1.3 Cadre du projet

1.3.1 Environnement du projet

Situé au-dessus du cercle polaire arctique, le delta du Mackenzie couvre environ 14 250 kilomètres carrés, plus que le double de la superficie de l'Île-du-Prince-Édouard. C'est le point de décharge du fleuve Mackenzie, long d'environ 1 800 kilomètres, qui prend sa source dans le Grand lac des Esclaves (Territoires du Nord-Ouest) et se jette dans la mer de Beaufort. Le Mackenzie est le réseau fluvial le plus long du Canada et figure parmi les plus importants au monde. Le long de son cours, le Mackenzie ramasse et charrie de grandes quantités de limon qui se déposent dans le delta du Mackenzie, formant un vaste réseau de chenaux, d'îles, de lacs et d'étangs. Le Nord canadien compte plus de lacs que le reste du globe dans son ensemble, et plus de 25 000 de ceux-ci se trouvent dans le delta du Mackenzie.

Le projet gazier Mackenzie proposé s'étend sur plus de 1 000 kilomètres depuis le delta du Mackenzie jusqu'au nord-ouest de l'Alberta, en longeant généralement la vallée du Mackenzie. Les rivières et lacs de la région, y compris ceux du delta du Mackenzie, abritent 41 espèces de poisson, dont l'ombre arctique, le grand brochet, le meunier rouge, le chabot visqueux et le méné de lac. Une variété d'espèces fauniques se trouvent dans la zone du projet, notamment : le grizzli, l'ours blanc, le caribou des toundras et le caribou des forêts, l'orignal, la martre, le lynx, le castor, le béluga, la baleine boréale, le phoque annelé et nombre d'espèces aviaires. Sur sa pointe nord-est, située à plus de 2 000 kilomètres du pôle Nord, le delta du Mackenzie abrite le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, où vivent plus de 90 espèces d'oiseaux, dont la petite oie des neiges, le cygne siffleur et d'autres oiseaux migrateurs.

La majeure partie de la zone du projet repose sur du pergélisol. Les champs de Niglintgak et de Taglu se trouvent dans des zones de pergélisol discontinu du delta du Mackenzie. (Voir la figure 1-6.) Le champ de Parsons Lake est situé dans une zone à plus haute élévation, à l'est du delta du Mackenzie, où le pergélisol est continu. Au nord de l'installation de la région d'Inuvik, les conduites de collecte amont seraient enterrées en majeure partie dans une Zone de pergélisol continu. Au sud de l'installation d'Inuvik, le pipeline de la vallée du Mackenzie et le pipeline de liquides de gaz naturel quitteraient la zone de pergélisol continu et passeraient dans la zone de pergélisol

discontinu. Au sud de Fort Simpson, le pipeline de la vallée du Mackenzie rencontrerait la zone de pergélisol sporadique.

Le sol de la région du delta du Mackenzie est formé de couches minces résultant de l'accumulation de dépôts fluviatiles de limon, de sable et de gravier. Le relief bas du delta expose les champs de Niglintgak et de Taglu à des inondations périodiques et, à l'occasion, aux ondes de tempête de la mer de Beaufort.

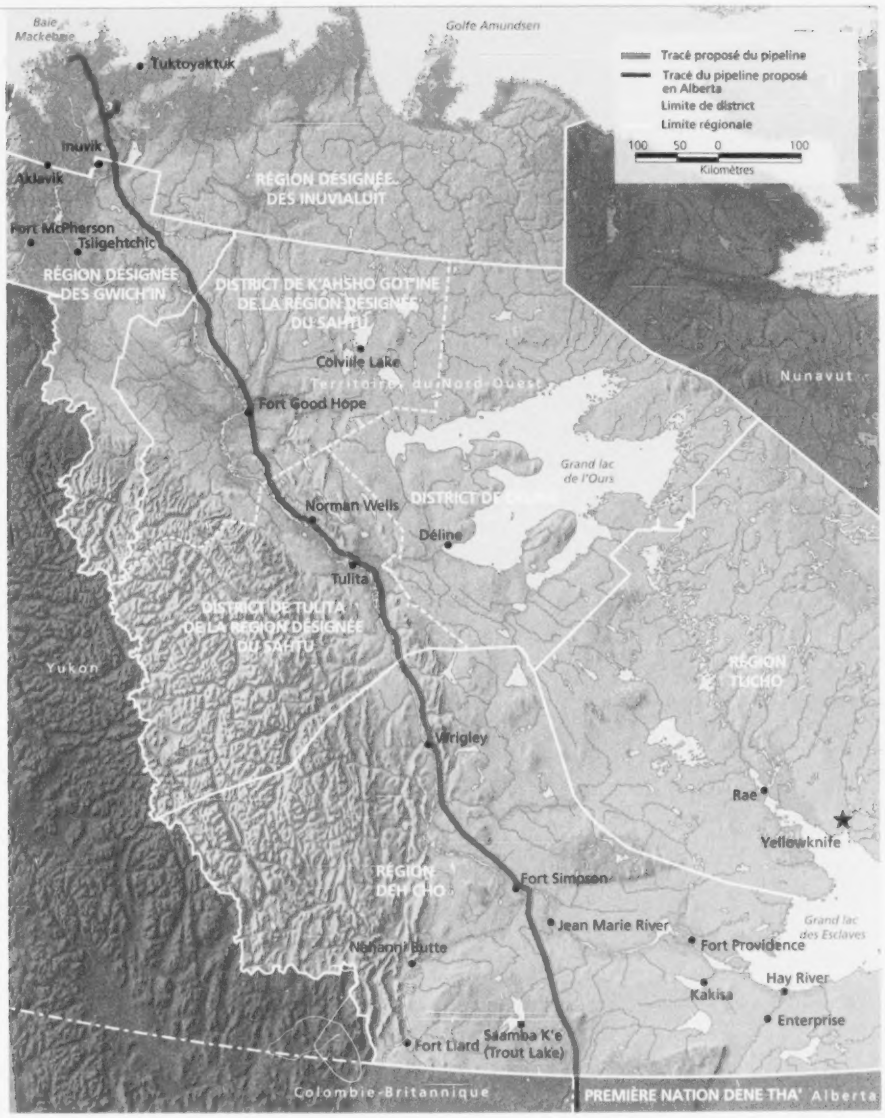
Le tracé du pipeline suit un terrain généralement plat et recouvert de fondrières, sauf à quelques endroits où le relief est ondulé et présente d'autres caractéristiques. Le projet gazier Mackenzie franchirait plus de 600 cours d'eau variant de petits ruisseaux saisonniers à d'importantes rivières. Le long du tracé, les types de végétation passent de la toundra dépourvue d'arbres, dans le delta du Mackenzie, à la forêt boréale, en Alberta. Au cours des dernières années, de grandes superficies de forêts de la vallée du Mackenzie ont été ravagées par des incendies. On trouve des plantes rares et des espèces peu communes de végétaux partout dans la région. Certaines plantes sont utilisées à des fins traditionnelles, soit comme aliment, médicament, article de cérémonie ou matériau.

Figure 1-6

Régions de pergélisol

Figure 1-7

Régions visées par des revendications territoriales dans la vallée du Mackenzie



1.3.2 Contexte culturel et socioéconomique

Les promoteurs ont recensé jusqu'à 32 collectivités établies dans les Territoires du Nord-Ouest et le nord-ouest de l'Alberta qui sont susceptibles d'être touchées par le projet gazier Mackenzie. (Voir le tableau 1-1.) Les 26 collectivités situées dans les Territoires du Nord-Ouest regroupent environ 35 000 habitants et se retrouvent dans quatre régions : la région désignée des Inuvialuit, la région désignée des Gwich'in, la région désignée du Sahtu et la région Deh Cho. Les six collectivités du nord-ouest de l'Alberta comptent environ 7 000 habitants et vivent toutes dans la région de la Première nation Dene Tha'.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, la population des quatre régions situées dans le delta et le long de la vallée du Mackenzie, là où serait implanté le projet gazier Mackenzie, se chiffre à environ 12 000 personnes, dont plus de 75 % sont d'origine autochtone. Le gros de la population vit dans des collectivités de moins de 1 000 âmes. Les Autochtones comptent pour environ la moitié de l'ensemble de la population des Territoires du Nord-Ouest et approximativement 40 % de celle du nord-ouest de l'Alberta.

Certaines des revendications territoriales présentées par les nations établies dans la zone du projet ont fait l'objet de règlements. La Convention définitive des Inuvialuit est le premier règlement à avoir été conclu, en 1984. Les Gwich'in ont ensuite conclu une entente, en 1992, qui a créé la Région désignée des Gwich'in. En 1994, la Loi sur le règlement de la revendication territoriale des Dénés et Métis du Sahtu est entrée en vigueur. Les négociations se poursuivent avec le peuple Deh Cho. (Voir la figure 1-7.)

Le coût de la vie est plus élevé dans les localités les plus au nord à cause de l'éloignement des sources d'approvisionnement en produits de base. Selon un recensement effectué en 2000, le coût de la vie dans le delta du Mackenzie était de 25 à 115 % plus cher qu'à Edmonton (Alberta), selon le degré d'éloignement de la collectivité. La nourriture du terroir, comme le caribou et l'orignal, occupe une grande place dans l'alimentation de beaucoup de peuples autochtones. Les activités traditionnelles de chasse et de récolte constituent un appoint au revenu gagné et compensent en partie la cherté de la vie. Dans la plupart des collectivités, les emplois gouvernementaux constituent la principale source de stabilité économique.

Tableau 1-1

Collectivités susceptibles d'être touchées

Zone	Région	Collectivité
Territoires du Nord-Ouest	Région désignée des Inuvialuit	Aklavik Tuktoyaktuk Holman Paulatuk Sachs Harbour
	Région désignée des Gwich'in	Inuvik Fort McPherson Tsiigehtchic
	Région désignée du Sahtu	Norman Wells Fort Good Hope Deline Tulita Colville Lake
	Région Deh Cho	Fort Simpson Fort Providence Fort Liard Wrigley Nahanni Butte Trout Lake Jean Marie River Kakisa Réserve de Hay River Réserve de West Point
	Centres industriels et commerciaux	Yellowknife Hay River Enterprise
Nord-Ouest de l'Alberta	Première nation Dene Tha'	Chateh Meander River Bushe River
	Centres industriels et commerciaux	High Level Rainbow Lake Zama City

Chapitre 2
Le processus d'examen réglementaire

2.1 Rôle de l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie (l'Office) réglemente les projets pipeliniers pendant tout leur cycle de vie, notamment sur le plan de la sûreté et de la sécurité, de l'environnement et des aspects économiques. L'Office a conçu des règlements et des lignes directrices pour garantir la sûreté et la sécurité des installations pipelinières, ainsi que la protection du public, de l'environnement et des biens. À titre d'exemple, les pipelines assujettis à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* doivent être conçus en conformité avec le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* et les dispositions des versions les plus récentes des codes régissant la conception des installations, dont la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*. De plus, l'exploitation des pipelines doit obéir à tous les autres règlements pris en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, tels que le *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits* et le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*. Les installations assujetties à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* doivent être conçues et exploitées en conformité avec un ensemble de règlements qui leur est propre.

À titre de régie, l'Office veille à ce que les propriétaires des installations cernent et maîtrisent tous les enjeux sur le plan de la sécurité et de l'environnement que soulèvent la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des installations réglementées. Avant d'approuver un projet, l'Office établit à sa satisfaction que la conception des installations et leur mode d'exploitation permettront d'exécuter le projet d'une manière sûre, fiable et respectueuse de l'environnement.

Outre qu'il réglemente les installations matérielles, l'Office surveille les aspects économiques des projets proposés. Les projets pipeliniers proposés au Canada peuvent être soumis à la concurrence du marché, mais il arrive souvent qu'ils surviennent dans un contexte de monopole ou de quasi-monopole. En pareil cas, les pouvoirs dont l'Office est investi au chapitre de la réglementation économique visent à garantir que les prix fixés pour le transport du gaz, les coûts engagés par

les promoteurs du pipeline et les rendements gagnés par les propriétaires sont comparables à ce qu'ils seraient dans un marché de concurrence.

Avant de présenter une demande à l'Office, les sociétés doivent s'assurer que le projet envisagé respectera les exigences légales et réglementaires en vigueur.

L'Office, lorsqu'il est saisi d'une demande, procède généralement à un examen pour :

- évaluer la demande au plan économique, technique et environnemental, ainsi qu'au regard de la sécurité et des besoins en terrains;
- vérifier si la société réglementée a avisé et consulté les propriétaires fonciers, populations autochtones et autres parties touchées au sujet du projet;
- déterminer la meilleure façon d'offrir aux personnes touchées et autres parties prenantes la possibilité de faire connaître leurs points de vue sur le projet;
- déterminer si la réalisation du projet serait conforme à l'intérêt public, compte tenu de l'application de mesures d'atténuation précises et d'autres conditions.

2.2 Le critère de l'intérêt public

L'Office doit déterminer si l'approbation du projet envisagé serait à l'avantage ou au détriment de la société canadienne. En effet, la *Loi sur l'Office national de l'énergie* l'oblige à tenir compte de toute facette de l'intérêt public que l'approbation ou le rejet de la demande pourrait mettre en jeu. Pour déterminer si un projet est conforme à l'intérêt public, l'Office en examine les retombées éventuelles pour la population canadienne de même que les inconvénients qu'il pourrait lui imposer.

Au cours de cet examen, l'Office tient compte des facteurs techniques, économiques, environnementaux et socioéconomiques associés au projet. En particulier, il se penche sur les aspects suivants :

- la conception technique proposée – c'est-à-dire si les installations seront sécuritaires;
- les facteurs économiques – existe-t-il des approvisionnements et des débouchés suffisants? Est-ce que d'autres parties auront accès aux installations? Les droits et tarifs proposés sont-ils raisonnables?
- l'effet du projet sur l'environnement et de l'environnement sur le projet – l'environnement englobe tout le cadre physique, social et culturel dans lequel les installations seraient construites;
- l'effet du projet sur les particuliers, groupes et collectivités, et la société.

Soucieux de recueillir une large gamme de points de vue auprès d'un public averti, l'Office a pris des mesures pour favoriser une participation véritable au processus d'examen du projet gazier Mackenzie de toutes les personnes que le projet pourrait toucher. Ces mesures avaient pour but de :

- communiquer en temps opportun au public les renseignements utiles sur le processus de l'Office;
- concevoir une démarche conforme aux besoins et aux attentes du public;
- établir une démarche qui tienne compte du vécu et des attentes des gens du Nord;
- faire en sorte que le processus d'audience permette à des personnes de tous horizons de participer de plein pied à l'examen du projet et de se sentir à l'aise.

Si l'Office détermine qu'un projet va dans le sens de l'intérêt public, il continue d'exercer ses fonctions de régie tout au long de la construction et de l'exploitation du projet, ainsi qu'à l'étape de la cessation d'exploitation.

Le saviez-vous?

Les partenaires contributeurs au Plan de coopération

Offices et organismes chargés de tenir des audiences publiques :

- Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie;
- Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie;
- Office Gwich'in des terres et des eaux;
- Office des terres et des eaux du Sahtu;
- Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest;
- Agence canadienne d'évaluation environnementale;
- Office national de l'énergie;
- Bureau d'examen des répercussions environnementales pour la région désignée des Inuvialuit.

Autres organismes directement intéressés à l'étude d'impact environnemental et aux questions de réglementation :

- Secrétariat conjoint pour la région désignée des Inuvialuit;
- Comité d'étude des répercussions environnementales pour la région désignée des Inuvialuit;
- Conseil Inuvialuit de gestion du gibier;
- Commission Inuvialuit d'administration des terres;
- Affaires indiennes et du Nord Canada.

Observateurs :

- Représentant de la Première nation Deh Cho à l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie;
- Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest;
- Gouvernement du Yukon.

2.3 Coordination du processus d'examen

Un regain d'intérêt pour la mise en valeur des ressources gazières du Nord s'est manifesté en 2000. Les nombreux organismes qui seraient intéressés par un éventuel projet pipelinier se sont rendu compte qu'il y aurait beaucoup de redondances et de chevauchements entre leurs processus respectifs d'examen public si chaque organisme agissait isolément. C'est ainsi qu'au début de l'automne 2000, les présidents des organismes intéressés se sont rencontrés pour explorer les moyens de travailler en collaboration afin de réduire au minimum les redondances et le chevauchement des activités. En juin 2002, les organismes ont paraphé le document intitulé *Plan de coopération -- Évaluation des répercussions environnementales et examen réglementaire d'un projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest* (Plan de coopération). Le Plan de coopération établissait le cadre d'un processus conjoint d'évaluation des répercussions environnementales qui répondait aux exigences de la *Convention définitive des Inuvialuit*, ainsi qu'à celles de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. M. Rowland J. Harrison, c.r., membre de l'Office national de l'énergie, a été nommé membre de la Commission d'examen conjoint pour le projet gazier Mackenzie (Commission d'examen conjoint). L'Office national de l'énergie a autorisé M. Harrison, en vertu du paragraphe 15*(1)* de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, à lui faire rapport et lui présenter des recommandations sur les aspects culturels, socioéconomiques et environnementaux du projet gazier Mackenzie, afin de l'aider à s'acquitter de ses responsabilités concernant l'environnement.

Comme le prévoyait le Plan de coopération, le processus d'audience de l'Office a été coordonné avec l'examen des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie mené par la Commission d'examen conjoint. De plus, l'Office a tenu compte du rapport de la Commission d'examen conjoint ainsi que du rapport de M. Harrison, établi en vertu du paragraphe 15(1), pour faire une détermination au sujet de la question de l'intérêt public.

Les dépôts effectués auprès de l'Office national de l'énergie et de l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie ont marqué le début des processus d'examen réglementaire et d'évaluation environnementale du projet gazier Mackenzie. (Voir le tableau 2-1.) L'entente rendue publique le 22 avril 2004 fournit des précisions sur l'évaluation des répercussions environnementales par une commission d'examen conjoint, la coordination des audiences des divers organismes de réglementation et la tenue d'un registre public. De plus, elle définit le rôle du Secrétariat du projet de gaz du Nord, qui est de fournir un soutien sur le plan de la logistique, des communications et de la gestion de l'information, ainsi qu'un soutien administratif et technique, tout au long du processus d'examen.

Tableau 2-1

Événements initiaux du processus d'examen coordonné

Date	Événement
18 juin 2003	Dépôt d'une trousse d'information préliminaire auprès de l'Office national de l'énergie par les promoteurs du projet gazier Mackenzie
21 juillet 2003	Dépôt auprès de l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie d'une demande de délivrance d'un permis de type A et d'un permis de type B concernant l'utilisation des terres et des eaux, respectivement, relativement au projet d'aménagement à Camsell Bend. Cette demande a déclenché le processus d'examen environnemental.
21 août 2003	Renvoi du projet gazier Mackenzie à une Commission d'examen conjoint, en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale,* par le ministre de l'Environnement
22 avril 2004	Signature de l'entente sur le processus d'examen réglementaire coordonné du projet gazier Mackenzie
Juillet/août 2004	Signature de l'entente concernant l'examen des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie par le président de l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, le président du Conseil Inuvialuit de gestion du gibier et le ministre fédéral de l'Environnement

Figure 2-1

Chronologie de l'examen du projet gazier Mackenzie

2.4 Le processus d'audience de l'Office national de l'énergie

2.4.1 Aperçu

L'Office national de l'énergie a été saisi des demandes concernant le projet gazier Mackenzie en octobre 2004. Après en avoir fait un examen initial, il a décidé de convoquer une audience et, le 24 novembre 2004, a publié l'ordonnance d'audience GH-1-2004. Le calendrier des séances d'audience de l'Office a été coordonné avec celui des audiences de la Commission d'examen conjoint. (Voir la figure 2-2.)

L'ordonnance d'audience GH-1-2004 contenait au départ une liste de 12 questions à étudier au cours de l'audience tenue par l'Office en application de son mandat aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. L'Office s'est concentré sur les aspects techniques, la sécurité et les facteurs économiques dans le cadre de son audience, tandis que la Commission d'examen conjoint s'est penchée sur les questions environnementales, culturelles et socioéconomiques. Après la réception des commentaires des intervenants, le point no 13 a été ajouté à la liste des questions (annexe A – Liste des questions), au moyen de l'ordonnance AO-1-GH-1-2004 datée du 23 novembre 2005, en réponse aux préoccupations soulevées au sujet des droits, modalités d'accès et dispositions tarifaires du réseau de collecte Mackenzie, et des mécanismes connexes de règlement des différends. Les événements marquants du processus d'audience de l'Office sont relevés au tableau 2-2 et à l'annexe C – Sommaire des événements.

2.4.2 Événements précédant l'audience orale

Au cours de 2005, l'Office a poursuivi son examen des demandes, lequel a comporté plusieurs rondes de demandes de renseignements et la production d'éléments de preuve par les participants. Toujours en 2005, l'Office, la Commission d'examen conjoint et le Secrétariat du projet de gaz du Nord ont tenu des séances d'information dans des collectivités nordiques vivant le long du tracé du pipeline pour leur expliquer leurs rôles respectifs et les renseigner sur les processus d'audience de l'Office national de l'énergie et de la Commission d'examen conjoint. (Voir la figure 2-3.) L'Office a tenu une conférence de planification de l'audience à Inuvik, Yellowknife, Fort Good Hope et Fort Simpson entre les 5 et 13 décembre 2005. La conférence avait un double objectif : informer les collectivités sur le processus d'audience de l'Office et le rôle qu'il exerce pendant toute la vie utile d'un pipeline, ainsi qu'entendre les points de vue des participants afin d'adapter certaines parties du processus d'audience à leurs besoins particuliers.

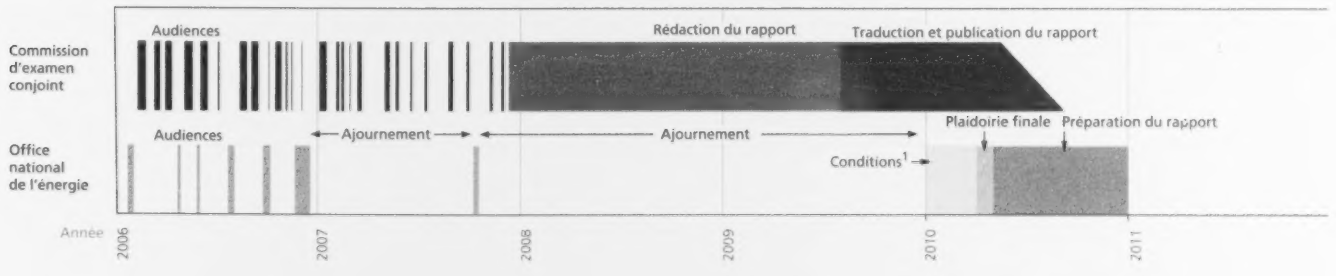
2.4.3 L'audience orale

Dans une lettre datée du 23 novembre 2005, les promoteurs ont indiqué qu'ils étaient prêts à passer au stade de l'audience publique. L'Office a rendu public son calendrier d'audience le 20 décembre 2005. D'après le calendrier établi, l'étape probatoire de l'audience orale débutait à Inuvik le 25 janvier 2006 puis revenait à cet endroit pour la clôture le 14 décembre 2006. Elle comprenait l'interrogatoire des témoins des promoteurs et des intervenants sur la preuve qu'ils avaient produite et la présentation d'exposés oraux par les membres des collectivités concernées. En 2006, l'Office a tenu 47 jours d'audience dans 15 collectivités des Territoires du Nord-Ouest et du nord de l'Alberta. (Voir la figure 2-3.)

Le 7 avril 2006, le Mackenzie Explorer Group a saisi l'Office d'une requête le priant de rendre des ordonnances statuant que, après leur construction et leur mise en service, le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie ne feront qu'un seul et même pipeline assujetti à la réglementation

Figure 2-2

Calendrier d'audience harmonisé de l'Office national de l'énergie et de la Commission d'examen conjoint



1. Processus de collecte de commentaires écrits concernant la réponse de l'ONÉ aux recommandations de la Commission d'examen conjoint, y compris les conditions d'approbation proposées. Ce processus comprend l'exercice par l'ONÉ de la fonction de « consultation-modification des recommandations » prévue par la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*.

de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et enjoignant aux promoteurs de préparer, déposer et signifier aux parties les principes relatifs aux droits ainsi que le ou les tarifs qui s'appliqueraient à ce pipeline unique, en vue de leur approbation sous le régime de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Une audience orale a eu lieu à Yellowknife, le 2 juin 2006. Le 10 juillet 2006, l'Office a rejeté la requête du Mackenzie Explorer Group, lequel a porté la décision en appel. La Cour d'appel fédérale a entendu la cause le 23 octobre 2007 et l'a rejetée le 22 avril 2008.

Au début de 2007, les promoteurs ont déposé des mises à jour des demandes. Les 10 et 11 octobre 2007, l'Office a tenu une audience orale à Yellowknife pour examiner la preuve ainsi mise à jour.

En mars 2010, l'Office a offert aux parties la possibilité de produire une mise à jour de leur preuve et, le 28 mars, il a tenu une séance d'audience à Yellowknife pour leur donner l'occasion d'examiner la preuve mise à jour que les promoteurs, l'Équipe de consultation de l'État et d'autres intervenants avaient déposée. Ceci porta à 50 jours d'audience la durée totale de l'étape probatoire de l'instance.

Tableau 2-2

Événements marquants du processus d'audience de l'Office national de l'énergie

Date	Événement
Novembre 2004 à décembre 2005	Séances d'information et examen technique
5 au 13 décembre 2005	Conférence de planification de l'audience, tenue à Inuvik, Yellowknife, Fort Good Hope et Fort Simpson
25 janvier au 14 décembre 2006	Séances d'audience de l'Office
2 juin 2006	Audition de la requête du Mackenzie Explorer Group à Yellowknife
10 juillet 2006	Décision concernant la requête du Mackenzie Explorer Group
5 février 2007	Diffusion des conditions proposées, aux fins de commentaires
10 et 11 octobre 2007	Tenue d'une audience à Yellowknife pour examiner la preuve mise à jour
14 décembre 2007	Promulgation par le gouvernement fédéral de changements à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* qui habilitent l'Office à réglementer les droits, tarifs et modalités d'accès de pipelines qui relèvent de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*
22 avril 2008	Rejet de l'appel du Mackenzie Explorer Group par la Cour d'appel fédérale. Dans son jugement, la Cour a souligné, sans toutefois l'invoquer comme motif de décision, le fait que les changements apportés à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* avaient résolu les préoccupations soulevées par le Mackenzie Explorer Group.
30 décembre 2009	Publication du rapport de la Commission d'examen conjoint
30 décembre 2009	Diffusion du rapport de M. Harrison établi en vertu du paragraphe 15(1)
Janv. à mars 2010	Processus de consultation-modification des recommandations
28 mars 2010	Tenue d'une audience à Yellowknife pour examiner la preuve mise à jour
12 au 22 avril 2010	Audition de la plaidoirie finale à Yellowknife et à Inuvik

2.4.4 Rapport établi par un membre de l'Office en vertu du paragraphe 15(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

M. Rowland J. Harrison, c.r., membre de l'Office nommé à la Commission d'examen conjoint, a été autorisé, en vertu du paragraphe 15(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, à faire rapport à l'Office et à lui présenter des recommandations au sujet des questions relevées dans le Cadre de référence de l'étude d'impact environnemental du projet gazier Mackenzie, aux termes de l'autorisation MO-13-2004 datée du 15 octobre 2004. (Voir l'annexe F – Autorisation MO-13-2004.)

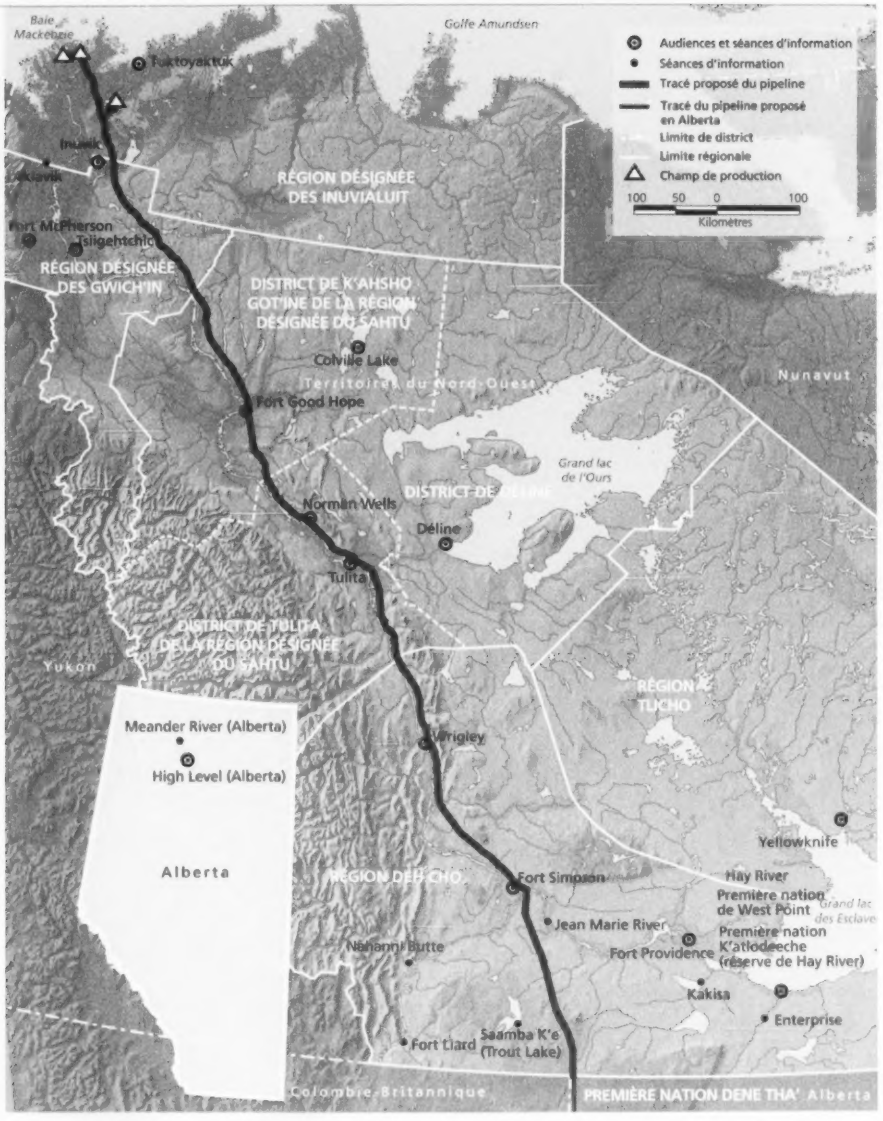
Le rapport de M. Harrison a été rendu public le 30 décembre 2009. Il y entérinait le rapport de la Commission d'examen conjoint et le soumettait à l'Office national de l'énergie pour s'acquitter de ses obligations à son endroit en vertu de l'autorisation MO-13-2004. (Voir l'annexe G – Rapport de M. Rowland J. Harrison soumis en vertu du paragraphe 15(1).

2.4.5 Processus de consultation-modification des recommandations et plaidoirie finale

La Commission d'examen conjoint a publié son rapport le 30 décembre 2009, après quoi l'Office a mené un processus de consultation-modification des recommandations comme le prévoient l'article 137 et le paragraphe 141(6) de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*. Dans une lettre datée du 9 mars 2010, il a invité les parties à sa propre audience et à celle de la Commission d'examen conjoint à présenter des commentaires sur

Figure 2-3

Collectivités dans lesquelles l'Office national de l'énergie a tenu des séances d'information et des audiences publiques



les recommandations que cette dernière lui adressait dans son rapport. Ayant reçu des observations de la part de 30 parties, l'Office a apporté des ébauches de modifications aux mesures recommandées par la Commission d'examen conjoint sous la forme de conditions proposées (une table de correspondance faisait le lien entre les conditions proposées et les recommandations de la Commission d'examen conjoint). Les conditions ont été présentées à la Commission d'examen conjoint pour obtenir ses commentaires à leur sujet et transmises aux autres parties pour qu'elles en fassent état à l'étape de la plaidoirie finale de l'audience de l'Office (voir la section 3.2, Processus de consultation-modification des recommandations). Le 31 mars 2010, l'Office a reçu une lettre de la Commission d'examen conjoint dans laquelle celle-ci répondait aux conditions proposées.

L'Office a repris son audience le 12 avril 2010, à Yellowknife, pour passer à l'audition de la plaidoirie finale. Il a clos l'audience à Inuvik, le 22 avril 2010, après avoir siégé pendant 58 jours.

Outre la preuve recueillie grâce à son processus d'audience, l'Office a examiné le rapport de la Commission d'examen conjoint, le rapport de M. Harrison établi en vertu du paragraphe 15(1), les observations reçues au cours du processus de consultation-modification des recommandations, la *Réponse définitive du gouvernement du Canada et du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest au rapport de la Commission d'examen conjoint pour le Projet gazier Mackenzie proposé* ainsi que les observations au sujet de cette réponse avant de rendre des décisions de réglementation à l'égard du projet gazier Mackenzie. Il a adopté les recommandations que la Commission d'examen conjoint lui a adressées, telles qu'elles ont été modifiées, et celles-ci feront partie des conditions dont il assortira les autorisations accordées à l'égard du projet gazier Mackenzie. L'Office suivra la mise en œuvre de ces conditions d'approbation et veillera à ce qu'elles soient respectées.

Le saviez-vous?

Secrétariat du projet de gaz du Nord

Les parties chargées de l'examen réglementaire et de l'évaluation des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie ont convenu, aux termes du Plan de coopération, de coordonner et d'harmoniser leurs processus d'examen et d'audience publique ayant trait au projet. Elles ont déterminé que l'établissement d'un secrétariat ayant pour tâche d'appuyer et de coordonner les processus d'audience publique, ainsi que tous les aspects de la participation du public, leur permettrait de mener à bien l'examen du projet avec le plus d'efficacité.

Le Secrétariat du projet de gaz du Nord (Secrétariat) été établi en 2003 pour qu'il aide à coordonner l'examen réglementaire et l'évaluation environnementale du projet gazier Mackenzie. Un Comité des présidents, épaulé par le Secrétariat, a constitué la tribune où toutes les parties intéressées pouvaient faire valoir leurs positions et leurs exigences, et où des démarches concertées pourraient être conçues tout en respectant leur besoin de mener leurs processus d'examen en toute indépendance. Le Comité était composé des présidents de la Commission d'examen conjoint, du comité d'audience de l'Office national de l'énergie, de l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie et de l'Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest.

En prélude aux audiences publiques qui débuteraient à la fin de janvier 2006, le Secrétariat a coordonné la tenue de séances d'information animées par des membres du personnel de l'Office national de l'énergie et de la Commission d'examen conjoint. Ces séances visaient à expliquer le processus d'examen et à fournir au public des renseignements à jour sur la façon dont il pouvait y participer. Outre l'organisation de séances d'information publique officielles, le Secrétariat a fait des visites officieuses dans les collectivités établies le long du tracé du projet afin d'aider leurs dirigeants à se préparer aux audiences publiques.

Le Secrétariat a publié un bulletin mensuel électronique intitulé : The Review – your link to the review of the Mackenzie Gas Project (disponible en anglais seulement). Rédigé dans un langage clair, simple et facile à comprendre, le bulletin visait à communiquer aux décideurs et dirigeants communautaires les renseignements les plus récents sur le projet. Le Secrétariat a tenu des bureaux à Yellowknife, Inuvik, Norman Wells et Fort Simpson tout au long du processus d'audience.

Voici une liste des séances d'information publique auxquelles des membres du personnel du Secrétariat du projet de gaz du Nord, de la Commission d'examen conjoint et de l'Office national de l'énergie ont participé.

2004	Inuvik (T.N.-O.), le 15 novembre
	Norman Wells (T.N.-O.), le 16 novembre
	Yellowknife (T.N.-O.), le 17 novembre
	Fort Simpson (T.N.-O.), le 23 novembre
	High Level (Alb.), le 13 décembre
	Enterprise (T.N.-O.), le 14 décembre
2005	Hay River (T.N.-O.), le 13 janvier
	Tulita (T.N.-O.), le 8 février
	Fort Good Hope (T.N.-O.), le 9 février
	Inuvik (T.N.-O.), le 28 février
	Norman Wells (T.N.-O.), le 1er mars
	Yellowknife (T.N.-O.), le 3 mars
	Meander River (Alb.), le 9 mars
	Fort Simpson (T.N.-O.), le 10 mars
	Aklavik (T.N.-O.), le 15 mars
	Wrigley (T.N.-O.), le 16 mars
	Tuktoyaktuk (T.N.-O.), le 23 mars
	Saamba K'e (Trout Lake) (T.N.-O.), le 12 octobre
	Jean Marie River (T.N.-O.), le 13 octobre
	Colville Lake (T.N.-O.), le 19 octobre
	Tsiigehtchic (T.N.-O.), le 20 octobre
	Inuvik (T.N.-O.) - séance des aînés, le 20 octobre
	Première nation de West Point (T.N.-O.), le 2 novembre
	Ft. Liard (T.N.-O.), le 14 novembre
	Nahanni Butte (T.N.-O.), le 15 novembre
	Fort Providence (T.N.-O.), le 21 novembre
	Kakisa (T.N.-O.), le 24 novembre
	Deline (T.N.-O.), le 25 novembre
	Fort McPherson (T.N.-O.), le 29 novembre
	Tsiigehtchic (T.N.-O.), le 30 novembre
2006	Première nation K'atlodeeche – réserve de Hay River (T.N.-O.), le 19 janvier

Chapitre 3
Questions environnementales et socioéconomiques

3.1 Le processus de la Commission d'examen conjoint

En août 2003, le ministre fédéral de l'Environnement a renvoyé le projet gazier Mackenzie devant une commission d'examen conjoint sous le régime de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. En janvier 2004, aux termes de la revendication de l'Arctique de l'Ouest : Convention définitive des Inuvialuit, le Comité d'étude des répercussions environnementales pour la région désignée des Inuvialuit a décidé de soumettre le projet à un examen par une commission. Le 20 avril 2004, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie (OEREVM) a annoncé sa décision de faire procéder à une étude d'impact environnemental. En mai 2004, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien a autorisé l'OEREVM à conclure une entente établissant une commission d'examen conjoint. *L'Entente concernant l'examen des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie* a été diffusée le 9 août 2004. Cette entente instituait la Commission d'examen conjoint, en fixait le mandat et établissait la portée de l'examen des répercussions environnementales à effectuer, y compris les éléments devant être étudiés au cours de cet examen.

Aux termes de l'entente relative à la Commission d'examen conjoint, les organismes signataires ont rendu public le cadre de référence de l'étude d'impact environnemental du projet gazier Mackenzie, en août 2004. Le cadre de référence contenait des directives sur la préparation de l'étude d'impact environnemental, notamment au sujet de la nature et de la portée des enjeux que les promoteurs devaient aborder. L'ÉIE a servi de point de départ à l'examen effectué par la Commission d'examen conjoint et à son évaluation des répercussions éventuelles du projet sur l'environnement.

Tel que l'exposait l'entente relative à la Commission d'examen conjoint, cette dernière, outre l'étude des enjeux environnementaux, devait tenir compte de la « protection du bien-être actuel et futur des résidants et des collectivités sur les plans social, culturel et économique ». Les préoccupations sociales, culturelles et économiques soulevées devant la Commission d'examen conjoint portaient notamment sur les aspects suivants :

- la récolte des ressources;
- l'utilisation des terres;
- le patrimoine culturel;

- l'infrastructure et les services;
- les répercussions d'ordre économique, social et culturel.

L'Office, au cours de son audience, s'est concentré sur les questions techniques, la sécurité et les facteurs économiques, mais certains des commentaires formulés dans le cadre du processus de consultation-modification des recommandations et en plaidoirie finale faisaient état d'enjeux et de sujets de préoccupation culturels et socioéconomiques.

Le 2 septembre 2004, le ministre fédéral de l'Environnement a nommé M. Rowland J. Harrison, c.r., membre de l'Office national de l'énergie, en tant qu'un des sept membres de la Commission d'examen conjoint. Le 15 octobre 2004, l'Office a autorisé M. Harrison à lui présenter un rapport et des recommandations afin qu'il les étudie dans le cadre de son examen du projet gazier Mackenzie.

La Commission d'examen conjoint a diffusé son rapport le 30 décembre 2009. M. Harrison l'a entériné et en fait son rapport à l'intention de l'Office national de l'énergie. Le rapport renfermait 176 recommandations, dont 85 s'adressaient à l'Office. Le reste des recommandations appelaient l'intervention de divers organismes et ministères fédéraux et territoriaux.

3.2 Processus de consultation-modification des recommandations

Aux termes du paragraphe 141(6) et de l'article 137 de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*, l'Office, en sa qualité d'organisme administratif désigné, doit soit accepter les recommandations de la Commission d'examen conjoint, soit, après consultation de cette dernière, accepter ses recommandations avec certaines modifications ou les rejeter.

Le 6 janvier 2010, nous avons établi une démarche afin de tenir des consultations sur les recommandations de la Commission d'examen conjoint. Les parties à notre audience et à celle de la Commission d'examen conjoint ont été invitées à formuler des commentaires sur les recommandations, dans le contexte du mandat de l'Office national de l'énergie. Le calendrier était le suivant :

28 janvier 2010	**Les promoteurs soumettent leurs commentaires à l'Office national de l'énergie et aux parties des deux audiences.**
11 février 2010	**Les parties des deux audiences soumettent leurs commentaires à l'Office, aux promoteurs et aux autres parties.**
18 février 2010	**Les promoteurs font parvenir leur réplique aux commentaires à l'Office et aux parties des deux audiences.**
9 mars 2010	**L'Office présente des propositions de modifications à la Commission d'examen conjoint afin d'obtenir une réponse par écrit de sa part.**
29 mars 2010	**La Commission d'examen conjoint répond à l'Office concernant ses propositions de modifications**

Pour les recommandations qui débordaient du mandat de l'Office national de l'énergie, nous avons offert une démarche administrative distincte pour recueillir les commentaires, afin qu'ils puissent être utilisés par d'autres ministères et organismes fédéraux et territoriaux.

Dans une lettre datée du 9 mars 2010 (l'annexe H des présentes), nous avons proposé des modifications aux recommandations de la Commission d'examen conjoint qui nous touchaient et avons fourni notre propre liste de conditions qui, bien souvent, étaient liées aux recommandations modifiées de la Commission d'examen conjoint. Nous avons alors indiqué que les propositions de modifications respectaient l'intention des recommandations et visaient à préciser les résultats escomptés et les échéanciers pour la mise en œuvre. Nous avons également mentionné que certaines recommandations ne se sont pas traduites en conditions, car elles reprenaient des exigences contenues dans des lois et des règlements ou dans le mandat d'autres autorités de réglementation, elles forçaient l'Office national de l'énergie à déléguer certains de ses pouvoirs, elles touchaient des questions d'ordre opérationnel ou elles excédaient le cadre des présentes demandes d'autorisation.

La Commission d'examen conjoint a répondu aux modifications proposées le 29 mars 2010. Elle a conclu que :

> les conditions proposées par l'ONÉ ne constituent pas un rejet des recommandations de la Commission adressées à l'ONÉ et que les modifications ont pour but premier de veiller à ce que la mise en œuvre de ces recommandations soit conforme aux protocoles, procédures et exigences opérationnelles de l'ONÉ ainsi qu'à d'autres lois et règlements.

Une copie de la lettre est fournie à l'annexe J.

Le lecteur trouvera à l'annexe I le résumé des recommandations de la Commission d'examen conjoint visant l'Office national de l'énergie et les renvois correspondant aux conditions de l'Office dans le tableau de concordance.

3.3 Questions liées à l'environnement abordées dans les arguments

Conformément aux objectifs à l'origine du processus d'examen conjoint, nous nous sommes fondés sur l'évaluation environnementale et socioéconomique du projet gazier Mackenzie contenue dans le rapport de la Commission d'examen conjoint. Certains points abordés dans ce rapport ont été soulevés dans la plaidoirie finale, notamment :

- les effets cumulatifs et les effets en amont;
- l'utilisation finale du gaz et les effets en aval;
- les enjeux relatifs à la qualité de l'air et aux émissions de gaz à effet de serre;
- les conséquences des changements climatiques sur le projet;
- les espèces fauniques et les espèces en péril;
- les plans de protection de l'environnement;
- le rôle de l'Office national de l'énergie dans l'application des recommandations visant d'autres parties.

3.3.1 Effets cumulatifs et effets en amont

Afin de corriger les répercussions possibles du projet tel qu'il a été présenté et les effets cumulatifs potentiels des développements futurs, la Commission d'examen conjoint a formulé des ecommandations à notre intention et à l'intention des gouvernements et des autorités de réglementation. Elle a conclu que, si ses recommandations sont toutes appliquées, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement. Les promoteurs ont soutenu que cette conclusion est insoutenable, car, selon eux, il n'est pas acceptable que la Commission d'examen conjoint lie ses recommandations à l'égard de développements futurs spéculatifs ou hypothétiques à la décision relative à l'évaluation environnementale pour le projet gazier Mackenzie. Ils ont soutenu que :

> Sous l'angle de l'évaluation environnementale, il ne s'agit pas tant de savoir si les promoteurs estiment raisonnablement envisageable l'ajout d'installations futures. Il s'agit plutôt de savoir si l'on dispose de renseignements suffisants sur les installations futures pour permettre une évaluation valable de leurs effets, ce qui, dans la situation présente, n'est manifestement pas le cas.

Les promoteurs ont mentionné que le développement induit futur ne devrait pas, au départ, être pris en compte dans l'évaluation des effets cumulatifs, car cette approche est contraire aux lois et aux lignes directrices sur les évaluations environnementales. De même, l'Office national de l'énergie ne devrait pas imposer de conditions touchant de tels développements dans sa décision sur le projet gazier Mackenzie. Les promoteurs ont ensuite conclu que l'Office national de l'énergie ne doit pas inclure les recommandations de la Commission d'examen conjoint portant sur des installations futures dans sa décision touchant l'évaluation environnementale du projet gazier Mackenzie, et que l'Office national de l'énergie :

> devrait, dans sa décision, donner son aval au projet gazier Mackenzie, sous réserve de la mise en œuvre des mesures d'atténuation et correctives et des programmes de suivi proposés dans les lettres de l'ONÉ datées du 9 mars 2010, car le projet [gazier Mackenzie] n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement.

Le Sierra Club du Canada a répondu en reprenant les arguments présentés devant la Commission d'examen conjoint selon lesquels la construction d'un pipeline dans une région pionnière enclenche systématiquement une série de développements, et que les études sur l'offre réalisées par Sproule Associates Limited et Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. montrent toutes les deux les lieux probables de tels développements futurs, de sorte que le développement futur n'est ni hypothétique, ni fantaisiste. Selon le Fonds mondial pour la nature (Canada), la Commission d'examen conjoint a correctement exercé son pouvoir de discrétion pour ce qu'elle considère des projets dont la réalisation est raisonnablement envisageable. Le Sierra Club du Canada et le Fonds mondial pour la nature (Canada) ont tous les deux soutenu que nous ne devrions pas remettre en question la conclusion de la Commission d'examen conjoint sur l'importance du développement induit pour la durabilité, mais nous en tenir plutôt aux conclusions et aux recommandations de la Commission, étant donné que nous nous fondons sur son évaluation sociale et environnementale.

Des points de vue analogues ont été présentés pour établir une corrélation entre les développements induits futurs et la durabilité, d'une part, et leur pertinence dans notre décision d'autre part. Selon les promoteurs, la conclusion de la Commission d'examen conjoint sur la durabilité que l'on trouve à la page 585 (de la version anglaise) comporte des lacunes, car la Commission a effectivement évalué le développement futur au sujet duquel peu de choses sont connues, plutôt que d'évaluer le projet gazier Mackenzie lui-même. Le Sierra Club du Canada a affirmé que les conseillers

spécialistes de la Commission d'examen conjoint ont souligné l'importance d'examiner le développement induit avant de pouvoir s'intéresser à la durabilité. Le Sierra Club du Canada a également fait valoir qu'il incombait à l'Office national de l'énergie de promouvoir la durabilité dans le cadre de son propre processus.

Les parties nous ont également fait part de leurs inquiétudes concernant la façon dont les effets cumulatifs du développement futur seront gérés. Le rapport de la Commission d'examen conjoint nous adressait et adressait aux autorités gouvernementales un certain nombre de recommandations sur le développement futur. Alternatives North a soutenu que les habitants du Nord ne souhaitaient pas que le modèle albertain pour l'exploitation des hydrocarbures soit repris chez eux et qu'il était inacceptable d'évaluer chaque projet séparément à des époques distinctes, sans tenir compte adéquatement, dès le départ, des effets cumulatifs. Le Fonds mondial pour la nature (Canada) a soutenu le principe privilégiant la conservation, ce qui signifie, selon lui, qu'il faut prévoir les effets cumulatifs et le développement induit et établir des échéanciers dès le début pour certaines réalisations en matière d'environnement, pendant que les habitants du Nord en ont encore la possibilité. Le Sierra Club du Canada a indiqué qu'il était nécessaire de mettre en place des mécanismes de contrôle de départ pour encadrer le rythme et la portée du développement induit en amont. Il a appuyé la position de la Commission d'examen conjoint pour que des méthodes d'atténuation soient instaurées au départ, d'une manière proactive, plutôt qu'à mesure que des projets sont proposés. Le Sierra Club du Canada nous a recommandé d'étudier diverses stratégies de départ proposées par la Commission d'examen conjoint, entre autres l'aboutissement par le gouvernement fédéral des stratégies de rétablissement des espèces inscrites, les retraits provisoires pour soutenir un réseau d'aires protégées et la planification de l'utilisation des terres pour introduire des plafonds et des limites de changement acceptables. Il nous a pressés de mettre en œuvre avant le démarrage du projet des recommandations de la Commission d'examen relatives au contrôle des effets cumulatifs liés au développement induit.

La Inuvialuit Regional Corporation a indiqué :

> Même si nous n'allons pas aussi loin que la Commission d'examen conjoint qui recommande d'ajouter des procédures d'évaluation supplémentaires à toutes les étapes du processus, nous admettons volontiers, en principe, qu'il est nécessaire d'encadrer la mise en valeur éventuelle des ressources en hydrocarbures de notre région pour qu'elle ne se fasse pas à un rythme et à une intensité qui mettront en péril notre environnement naturel et le tissu social de nos collectivités.

La Inuvialuit Regional Corporation a rappelé que les Inuvialuit ont collaboré étroitement avec les ministères et organismes gouvernementaux, les offices de cogestion et les autres groupes autochtones en vue de déterminer les répercussions prévues de ces développements et les mesures à prendre pour les atténuer ou les gérer. Elle souhaiterait que nous amenions le gouvernement à fournir les ressources financières nécessaires pour réaliser des initiatives comme le plan d'action stratégique régional sur la mer de Beaufort, le processus d'évaluation environnementale régional de la mer de Beaufort et la planification de la création du fonds d'atténuation des effets du projet gazier Mackenzie. La Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership (l'Aboriginal Pipeline Group), qui représente des membres des collectivités inuvialuit, gwich'in et du Sahtu, a soutenu qu'il fallait être prudents pour éviter de créer des attentes déraisonnables pour le projet. Il s'est opposé aux recommandations de la Commission d'examen conjoint qui auraient comme effet de geler tout développement futur, ajoutant qu'il ne croyait pas que cela faisait partie de son mandat. Il a renchéri :

> Nous avons protégé nos terres pendant des milliers d'années. Nous sommes fiers de ces terres qui nous ont été données par le Créateur pour assurer notre subsistance. Nous continuerons à les utiliser avec sagesse.

Le Sierra Club du Canada a souligné que l'imposition de conditions pour des projets futurs n'entrave pas l'exercice du pouvoir discrétionnaire d'éventuelles commissions. Il a soutenu qu'en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*, les mesures d'atténuation servant de fondement à l'aval d'un projet devaient, dans les faits, être mises en œuvre. Les Premières nations Deh Cho ont dit craindre que nous n'ayons pas compris l'esprit et l'intention de nombreuses recommandations, en particulier celles qui ont trait à des projets futurs qui ne nous ont pas encore été présentés. Elles proposent de revoir l'échéancier pour l'application des recommandations de la Commission d'examen conjoint touchant

les projets futurs pour qu'elles visent plutôt le présent projet. Les promoteurs ont déclaré que tout développement futur, qu'il s'agisse de nouveaux champs gaziers ou d'un agrandissement de pipeline, serait soumis à un processus de réglementation minutieux, y compris à un examen par l'Office national de l'énergie.

Dans sa réponse à nos modifications proposées, la Commission d'examen conjoint a mentionné que quand nous indiquions qu'une recommandation pertinente de la Commission

> déborde la portée des demandes visant le projet gazier Mackenzie parce qu'elle concerne une ou plusieurs demandes futures, la Commission ne considère pas cet énoncé comme étant un rejet [par l'Office national de l'énergie] de la recommandation pertinente. Les recommandations pertinentes de la Commission d'examen conjoint sont maintenues et la Commission s'attend par conséquent à ce que [l'Office] les prenne en considération dans le contexte de toute demande future.

Le Sierra Club du Canada a maintenu qu'il était pertinent d'indiquer que l'Office national de l'énergie a la compétence d'approuver les demandes de développements induits futurs, mais que cela n'atténue aucunement la prétention de la Commission d'examen conjoint selon laquelle ce travail doit être fait au départ. Selon le Sierra Club du Canada, l'attribution des droits et l'exploration dans cette région s'accentueront, et cela n'est pas du ressort de l'Office national de l'énergie. L'organisme a indiqué qu'il partageait l'interprétation de la Commission d'examen conjoint voulant qu'une fois le travail préparatoire effectué, les demandes d'autorisation futures puissent être traitées à la pièce.

Opinion de l'Office

La question des effets cumulatifs et des effets en amont a été longuement débattue devant la Commission d'examen conjoint. Nous nous en remettons à sa méthodologie et à ses conclusions.

En réponse aux inquiétudes exprimées quant à la nécessité d'une planification initiale et à la compétence de l'Office national de l'énergie sur les projets futurs, nous continuons de nous en remettre à l'évaluation de la Commission en ce qui concerne les mesures d'atténuation propres à corriger les effets cumulatifs d'un futur développement. Nous estimons que notre démarche relativement à la mise en œuvre de mesures d'atténuation pour un projet futur lors de la demande d'autorisation respecte l'esprit et l'intention des recommandations de la Commission d'examen conjoint, tout en observant les principes de justice naturelle et d'équité de la procédure pour les projets futurs. Au moment de l'étude des demandes futures d'autorisation, l'Office national de l'énergie tiendra compte de tous les éléments de preuve pertinents, y compris les effets cumulatifs sur l'environnement, et il rendra ses décisions dans l'intérêt public. La Commission d'examen conjoint reconnaît que cette modification procédurale ne constitue pas un rejet de ses recommandations pour les projets futurs. La Commission a indiqué qu'elle s'attend à ce que l'Office national de l'énergie tienne compte des [effets cumulatifs], dans le contexte précis d'éventuelles demandes. L'Office continuera de jouer son rôle dans la prise de décisions et la supervision des projets, afin de réduire au minimum les incidences environnementales présentes et futures.

Lors de l'audience, des craintes ont été exprimées relativement à l'avenir. Même si les points de vue divergeaient sur les détails, on a noté des dénominateurs communs comme l'intégration des terres, l'économie et les gens, l'importance des générations futures et l'autosuffisance de la collectivité. Nous avons été attentifs aux points de vue exprimés et les avons intégrés dans les éléments à examiner pour déterminer quel est l'intérêt public. Nous avons entendu la Inuvialuit Regional Corporation :

> Nous demandons que vous ne teniez pas compte uniquement de la protection de notre environnement, mais aussi des possibilités économiques qui s'offrent à nos résidents et de l'intégrité sociale de nos collectivités.

Nous avons aussi été attentifs aux propos des aînés et des exploitants (pêcheurs, chasseurs, etc.) Deh Cho :

> Ce dont il est question ici, c'est l'avenir de nos enfants, et nous devons faire en sorte que leur situation sera meilleure à long terme. Nous ne voulons pas que l'avenir de nos enfants soit compromis.

L'Aboriginal Pipeline Group a mentionné qu'il [Traduction] « est nécessaire que nos peuples retrouvent leur autosuffisance socioéconomique, maintenant et pour les générations futures. »

L'Office national de l'énergie continuera d'être à l'écoute des habitants du Nord tout au long de son mandat de surveillant et il les accompagnera dans leur quête pour un avenir énergétique durable. L'atteinte des résultats en matière de durabilité nécessitera

l'apport de nombreux acteurs – autorités, collectivités, secteur énergétique et population canadienne – qui constituent tous des pièces distinctes du casse-tête.

3.3.2 Utilisation finale du gaz et effets en aval

Dans leurs plaidoiries finales, les parties ont exprimé des inquiétudes à l'égard des effets en aval du projet et de l'utilisation finale du gaz. Le Sierra Club du Canada et France Benoît ontdit craindre que le gaz du projet gazier Mackenzie soit utilisé dans les sables bitumineux, où il contribuerait à accroître notablement les émissions de gaz à effet de serre. Le Sierra Club du Canada a soutenu que même faute de neutralité carbone, le projet gazier Mackenzie pourrait aider à procurer un avenir énergétique durable, si l'on utilise le gaz sagement, pour remplacer des combustibles à plus forte intensité carbonique. Il a proposé que l'Office national de l'énergie assortisse son « autorisation de mise en service » d'une condition liée exigeant l'application satisfaisante des recommandations 8-8 et 8-9 de la Commission d'examen conjoint. Ces recommandations demandent au gouvernement fédéral, à qui les recommandations sont adressées, que des initiatives soient prises pour gérer les émissions de gaz à effet de serre (8-8) et utiliser sagement le gaz naturel (8-9). Ecology North a également recommandé que l'Office national de l'énergie appuie ces recommandations de la Commission d'examen conjoint.

Selon les promoteurs, le projet gazier Mackenzie alimenterait le réseau pipelinier de l'Alberta, où le gaz serait combiné au gaz provenant d'autres sources d'approvisionnement, pour être finalement vendu sur les marchés à la grandeur du Canada et des États-Unis. Ils ont soutenu que les installations qui forment le projet gazier Mackenzie ne sont raccordées directement à aucune installation précise où le gaz sera brûlé et que, par conséquent, il n'est pas pertinent pour l'Office de tenir compte dans notre décision des effets environnementaux de la combustion du gaz du projet Mackenzie dans toutes les installations nord-américaines. Le Sierra Club du Canada a rétorqué que, puisque le point d'émission des gaz à effet de serre était non pertinent par rapport à leurs incidences, il n'est pas logique de ne pas tenir compte des répercussions de l'utilisation finale en s'appuyant sur le fait que le lieu de l'utilisation n'est pas connu.

Opinion de l'Office

Le gaz du projet Mackenzie entrerait sur le marché nord-américain, où il ajouterait à l'approvisionnement provenant d'autres sources. L'utilisation finale de ce gaz serait déterminée par des marchés concurrents opérant à l'intérieur d'un cadre de politiques publiques. Le rapport de la Commission d'examen conjoint a conclu ceci :

> L'imposition de la neutralité carbone et l'intervention dans la mécanique des marchés pour privilégier des utilisations finales précises ne peuvent être résolues en considérant chaque projet individuellement dans le cadre du processus d'évaluation environnementale; elles doivent être abordées par les gouvernements au moyen de stratégies complètes sur les changements climatiques.

Quand l'Office national de l'énergie étudie les incidences d'installations en aval, il examine si elles sont directement raccordées au projet à l'étude. Il n'est pas possible d'isoler une installation en aval donnée qui utiliserait le gaz transporté par le projet gazier Mackenzie. Ce gaz serait acheminé dans tout le réseau de l'Alberta de TransCanada vers les marchés de la partie sud du Canada et ailleurs en Amérique du Nord. Les points de livraison dépendraient des contrats futurs de vente de gaz, et il n'est pas possible à ce stade de connaître la proportion, le cas échéant, qui serait consommée en Alberta ni les secteurs de l'économie nord-américaine qui en utiliseraient pendant la durée de vie du pipeline. Aucun marché ni aucun client précis ne peuvent être directement rattachés au pipeline de la vallée du Mackenzie, et l'exploitation d'installations en aval ne dépend pas de l'approvisionnement de gaz du pipeline. Puisqu'il n'y a pas de raccordement direct entre le pipeline de la vallée du Mackenzie et une installation en aval précise, les effets sur l'environnement découlant de l'exploitation de celle-ci ne nous semblent pas être un facteur pertinent dans l'examen des demandes d'autorisation qui nous ont été présentées.

Nous croyons néanmoins que le fait d'accroître l'approvisionnement de gaz naturel canadien – une source de combustible dont la combustion est relativement propre et efficace – est à l'avantage de la population canadienne. Une offre plus forte de gaz sur le marché augmente les probabilités qu'un combustible produisant davantage d'émissions de gaz à effet de serre soit remplacé. L'arrivée ou non du gaz provenant du projet gazier Mackenzie n'a aucune incidence sur la demande mondiale d'énergie. Puisque le gaz naturel est un

combustible émettant relativement peu de gaz à effet de serre par unité d'énergie produite, les émissions totales devraient être inférieures à celles produites si d'autres sources énergétiques carboniques devaient être utilisées.

3.3.3 Enjeux relatifs à la qualité de l'air et émissions de gaz à effet de serre

Enjeux relatifs à la qualité de l'air

L'air dans le Nord est réputé d'excellente qualité et les habitants de la région tiennent absolument à ce qu'il demeure ainsi. Environnement Canada et les promoteurs étaient d'accord que l'air est de bonne qualité dans la zone d'implantation du projet et, comme l'ont fait d'autres régies gouvernementales, ils ont souligné le besoin de « protéger les régions non polluées ». Ce principe implique que les nouveaux projets de développement industriel soient « planifiés, construits et exploités de manière à réduire au minimum la dégradation de la qualité de l'air dans de telles régions ».

En ce qui touche la qualité de l'air, les enjeux liés au projet comprenaient les émissions provenant du pipeline et des champs de développement, les activités de surveillance et les émissions de gaz à effet de serre, dans le contexte du changement climatique. Ces éléments rejoignent les enjeux apparaissant dans le rapport de la Commission d'examen conjoint. Selon le rapport, les principales questions se rattachant à la qualité de l'air sont les suivantes :

- le projet constituerait une source à long terme de nouvelles émissions atmosphériques dans un milieu essentiellement vierge et, même si l'on ne prévoit pas que les impacts dépasseront les normes et les lignes directrices, les participants ont évoqué le principe qui consiste à « protéger les régions non polluées »;
- Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont recommandé de recourir aux meilleures techniques existantes, soit « les techniques qui tiennent compte de la sécurité, des exigences techniques, du coût et de l'environnement afin de réduire les émissions associées à l'exploitation »;
- les émissions atmosphériques liées au projet exigeraient que l'on utilise des mesures de surveillance appropriées durant la construction et l'exploitation.

La Commission d'examen conjoint a indiqué que l'Office national de l'énergie serait responsable au premier chef de la réglementation des émissions atmosphériques du projet et qu'Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest joueraient un rôle consultatif à cet égard. Elle s'est inclinée devant le savoir-faire et l'expérience de l'Office pour ce qui est de réglementer les aspects interprovinciaux des activités de l'industrie gazière et pétrolière et du secteur de l'électricité, y compris les questions environnementales. Elle a aussi souligné les vastes connaissances environnementales et régionales qu'Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pouvaient apporter dans l'examen du projet.

Les émissions atmosphériques peuvent tenir aux effets spécifiques du projet associés aux travaux de construction, à l'exploitation et à l'incinération des déchets. Les émissions atmosphériques se rattachant au projet pourraient contenir des éléments comme du dioxyde de soufre, de l'oxyde d'azote, de l'ozone, du monoxyde de carbone, du dioxyde de carbone, des composés organiques volatils, des matières particulaires et des composés renfermant des sulfates et des nitrates, appelés collectivement l'apport potentiel d'acides. Le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde d'azote sont des composés capables de s'accumuler dans l'atmosphère et d'agir sur les températures à l'échelle planétaire (gaz à effet de serre). L'incidence sur la qualité de l'air peut aller de locale à régionale dans le cas des matières particulaires et du dioxyde de soufre, ou être de portée mondiale lorsqu'il s'agit de gaz à effet de serre.

Les enjeux relatifs à la qualité de l'air, y compris les émissions pour les trois champs gaziers sont traités plus en détail au chapitre 4, Champs de développement. Les émissions atmosphériques sont examinées plus à fond au chapitre 6 du point de vue de la conception des installations.

Dans son rapport, la Commission d'examen conjoint a indiqué que les données de référence des promoteurs étaient une compilation de données historiques et des résultats d'activités de surveillance de la qualité de l'air menées pendant un an à proximité des collectivités d'Inuvik et de Norman Wells, et de façon périodique aux champs gaziers de Parsons Lake et de Taglu. D'après les données de surveillance des promoteurs et d'autres sources, la concentration de fond en polluants atmosphériques est généralement en deçà des seuils de détection ou des limites définies dans les lignes directrices pertinentes. Seul l'ozone fait exception à la règle, des niveaux de fond relativement élevés de ce gaz ayant été relevés à Inuvik et Norman Wells. Les promoteurs ont indiqué que l'on attribue la présence de niveaux élevés d'ozone à haute altitude dans l'hémisphère Nord à l'intrusion de l'ozone stratosphérique dans les couches plus basses de l'atmosphère. Ils ont déclaré que toutes les concentrations au sol de composés dégagés pendant l'exploitation, soit aux champs de gaz,

à l'installation de la région d'Inuvik et aux sites des stations de chauffage et de compression, allaient augmenter, mais qu'elles demeureraient inférieures aux limites prescrites dans les lignes directrices fédérales et territoriales pertinentes partout dans la zone de production et le long du corridor du pipeline.

Environnement Canada a recommandé que les promoteurs conçoivent et mettent en œuvre, avec son concours, des programmes adéquats de surveillance de la qualité de l'air. Ce ministère a centré ses recommandations sur la prévention de la pollution et sur l'emploi de pratiques de gestion exemplaires et des meilleures techniques existantes afin de prévenir la dégradation de la qualité de l'air dans la mesure du possible. Le lecteur trouvera au chapitre 6 de plus amples informations concernant l'application de ces principes.

Les aînés et les exploitants (pêcheurs, chasseurs, etc.) Deh Cho ont déclaré que le projet doit être conçu de manière à réduire au minimum son incidence sur la qualité de l'air, et que des programmes de surveillance doivent être mis en place pour vérifier les prédictions concernant les émissions et les impacts. Au besoin, il faudra prendre rapidement des mesures correctives pour éviter qu'une dégradation de la qualité de l'air se répercute sur le sol et la faune.

Émissions de gaz à effet de serre

Les parties s'inquiétaient de l'incidence du projet du point de vue du changement climatique, surtout à la lumière des efforts que le Canada déploie à titre de membre de la communauté internationale en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du *Protocole de Kyoto*.

Le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde d'azote comptent parmi les émissions de gaz à effet de serre qui seraient produites par le projet, et chacun de ces composés exerce une action différente sur le changement climatique. Pendant l'exploitation, le brûlage de gaz naturel par des sources de combustion, comme les compresseurs, et le rejet de gaz méthane au cours des procédures normales d'évacuation de l'air et à partir de fuites mineures (émissions fugitives) seraient des sources de gaz à effet de serre. Les émissions atmosphériques sont examinées plus à fond au chapitre 6 du point de vue de la conception des installations.

Dans l'optique de la Commission d'examen conjoint, la conception et la mise en œuvre de mécanismes de surveillance continue des changements climatiques dans la région ainsi que l'analyse des données et l'évaluation des répercussions possibles relèvent d'Environnement Canada. La responsabilité des promoteurs devrait se limiter à fournir à ce ministère des données de surveillance sur les divers sites et à veiller à ce que leurs activités et leur programme d'entretien prennent en compte les changements possibles qui excèdent ceux actuellement prévus.

Alternatives North a soutenu que l'Office national de l'énergie et le gouvernement du Canada sont investis du mandat de protéger l'intérêt public, ce qui les oblige à tenir compte des émissions de gaz à effet de serre.

Ecology North jugeait que la meilleure protection possible pour ce qui est de réduire au minimum les émissions en amont de gaz à effet de serre associées au projet consiste dans l'application de normes d'émissions rigoureuses, conçues spécialement pour le projet, qui sont fondées sur une définition solide des meilleures techniques existantes et étoffées par des pénalités infligées dans les cas où les normes ou les limites cibles du projet ne sont pas respectées.

Le Sierra Club du Canada a soutenu que l'on doit fixer des objectifs d'émissions précis et qu'il ne suffit pas d'en laisser l'initiative aux promoteurs. Selon lui, ces objectifs devraient au moins égaler la cible générale préconisée dans la recommandation 8-8 de la Commission d'examen conjoint.

Opinion de l'Office

Nous comprenons que l'air pur est de prime importance dans le Nord et qu'il faut envisager la qualité de l'air dans une optique cumulative. Nous nous rendons compte également de la nécessité de réduire autant que possible les émissions de gaz à effet de serre que produirait le projet. La Commission d'examen conjoint nous a adressé plusieurs recommandations concernant la qualité de l'air et les émissions atmosphériques. Nous avons tenu compte des enjeux touchant la qualité de l'air par le biais d'un certain nombre de conditions auxquelles devra complaire le projet gazier Mackenzie. Ces conditions demandent que les promoteurs prennent les mesures voulues pour réduire les émissions atmosphériques au minimum et préserver la qualité de l'air. Connaissant l'expertise environnementale et régionale qu'ils peuvent apporter dans ce dossier, nous tenons à travailler de concert avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour protéger l'air pur du Nord.

Les conditions 11, 12 et 13 portent sur les technologies propres à réduire les émissions, sur l'adoption de pratiques de gestion exemplaires et des meilleures techniques

existantes, ainsi que sur la conception des installations. La condition 12 exige que soit soumis un rapport qui évalue les émissions provenant des incinérateurs exploités dans les baraquements et les stations. Les pratiques et techniques adoptées doivent figurer dans le plan de gestion des déchets exigé aux conditions 16 et 59. Aux termes de la condition 67, les promoteurs doivent réduire au minimum ou limiter les émissions associées au brûlage à la torche. Les conditions concernant les émissions atmosphériques sont traitées plus en détail au chapitre 6 dans l'optique de la conception des installations.

La surveillance de la qualité de l'air s'inscrit dans le contexte de la surveillance globale de l'environnement au moyen d'un système de gestion environnementale. La gestion environnementale consiste à mettre en place des systèmes pour maîtriser les effets du projet sur l'environnement et ceux de l'environnement sur le projet, dans le but ultime de réduire au minimum les impacts négatifs. La gestion adaptative est un processus systématique qui tend vers l'amélioration continue des pratiques de gestion grâce aux enseignements tirés des résultats obtenus.

La surveillance environnementale est une facette importante de la gestion environnementale, car elle alimente directement les processus de gestion adaptative grâce à l'observation et à l'évaluation des effets et permet de modifier ou d'étoffer les mesures d'atténuation, selon les besoins, afin de limiter l'ampleur des effets sur l'environnement ou les inverser. La surveillance environnementale peut englober ce qui suit :

- la surveillance de la conformité, pour établir que toutes les mesures d'atténuation environnementales sont mises en œuvre telles qu'elles sont présentées dans le plan de protection de l'environnement (PPE) et les cartes-tracé environnementales et que le travail est effectué en conformité avec la réglementation environnementale;
- la surveillance des effets, pour évaluer les conséquences des interactions entre le projet et l'environnement de même que l'efficacité des mesures d'atténuation approuvées. Cet aspect est examiné plus longuement à la section 3.3.6.

L'Office national de l'énergie privilégie une approche axée sur les buts en matière de gestion et de surveillance de l'environnement. Cela signifie que l'Office établit généralement un résultat à atteindre et laisse aux promoteurs le choix des moyens pour y arriver, à condition que ces moyens satisfassent l'Office. Un promoteur est censé appliquer des programmes de protection environnementale, de surveillance et de suivi qui font de la protection de l'environnement un objectif de premier plan.

Aux termes du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres,* le promoteur doit mettre en œuvre un programme de protection environnementale prévoyant un mécanisme de surveillance et de gestion adaptative. (Article 48 : « La compagnie doit établir et mettre en œuvre un programme de protection environnementale afin de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions qui pourraient nuire à l'environnement. »)

En ce qui a trait à la facette surveillance, l'Office national de l'énergie l'exige en vertu de l'article 39 du même règlement. (« La compagnie doit établir un programme de surveillance et de contrôle visant à assurer la protection du pipeline, du public et de l'environnement. ») Un programme de surveillance peut :

- mettre en lumière tous les enjeux ou éventuels sujets de préoccupation qui peuvent nuire à la protection de l'environnement;
- proposer des méthodes à suivre pour élaborer des mesures propres à prévenir ou à atténuer les effets des enjeux cernés;
- prévoir la surveillance continue des sites afin d'évaluer le succès des mesures d'atténuation prises;
- fournir des mécanismes pour l'application des mesures d'atténuation complémentaires, selon les besoins;
- inclure un processus de rétroaction qui permet d'adapter à de futurs projets pipeliniers les mesures d'atténuation qui se sont avérées fructueuses.

Les programmes de surveillance peuvent comporter des buts et des objectifs précis, et inclure éventuellement des méthodes d'évaluation et d'interprétation des données recueillies sur la qualité de l'air et les émissions. La surveillance peut aussi porter sur les pratiques environnementales pertinentes (par exemple, le rétablissement de la végétation, l'échantillonnage de la qualité de l'eau et l'élimination des déchets).

Au chapitre de la surveillance environnementale, les responsabilités de l'Office national de l'énergie consistent notamment à :

- mener des inspections environnementales à l'égard des installations, vérifier la conformité avec les conditions prescrites et évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation;

- surveiller les travaux d'exploitation continus et vérifier si la remise en état et l'entretien du site d'implantation du projet répondent à des normes acceptables;
- mener des vérifications environnementales ainsi qu'évaluer les systèmes de gestion environnementale et les programmes visant l'environnement.

En général, l'Office exige le dépôt de rapports de surveillance environnementale post-construction à titre de condition d'approbation. Le Guide de dépôt renferme des lignes directrices à l'intention des sociétés définissant le contenu de ces rapports, qui devraient :

- confirmer que les mesures d'atténuation et de remise en état adoptées ont été mises en œuvre comme il se doit;
- cerner les enjeux environnementaux non encore résolus;
- faire état de la façon dont la société se propose de résoudre les questions en instance.

Plusieurs conditions ont traité de la question du contrôle des émissions atmosphériques. La condition 3 indique que les promoteurs doivent faire approuver un plan de protection de l'environnement avant le début des activités de pré-construction qui incorpore la surveillance des activités à ce stade du projet. La condition 15 énonce les attentes relatives à un programme de surveillance de la qualité de l'air et est assortie d'exigences sur la consultation auprès d'autres organismes gouvernementaux, les emplacements et les méthodes choisis pour les points de contrôle, et sur un mécanisme pour répondre aux plaintes. La condition 16 comprend une exigence relative à la surveillance des émissions produites par les incinérateurs.

Tel que la Commission d'examen conjoint l'indique dans sa recommandation 8-6, le programme de surveillance de la qualité de l'air exigé en vertu de la condition 15 est censé comprendre un engagement envers l'amélioration continue. Nous croyons que cet engagement envers l'amélioration continue ne doit pas se limiter aux émissions de gaz à effet de serre, mais doit plutôt viser tous les rejets dans l'environnement, en l'occurrence dans l'atmosphère. La condition précitée définit également les exigences relatives aux méthodes de surveillance et aux emplacements des points de contrôle.

La condition 13 exige que les promoteurs présentent un rapport faisant état de l'application des meilleures techniques existantes dans la construction des installations des stations. Le choix des meilleures techniques disponible est un facteur déterminant pour établir des objectifs atteignables au chapitre des émissions atmosphériques. La condition 59 énonce les exigences relatives au plan de protection de l'environnement. Elle exige que les promoteurs soumettent leurs politiques, leurs pratiques, leurs méthodes et leurs procédures pour la gestion des émissions atmosphériques, y compris des limites maximales de rejet de matières particulaires, de NOx et d'émissions de gaz à effet de serre. Cette condition aborde également d'autres aspects qui font partie des recommandations de la Commission d'examen conjoint, tels que la formation des employés, la surveillance, la communication publique, la gestion des déchets et les consultations requises avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. Compte tenu de ces conditions, nous trouvons acceptable que les promoteurs définissent eux-mêmes pour le projet des objectifs concernant les émissions de gaz à effet de serre qui vont de pair avec l'application de pratiques de gestion exemplaires, et ce, en consultation avec les organismes gouvernementaux compétents.

3.3.4 Incidences du changement climatique sur le projet

Le réchauffement climatique mondial et régional pourrait entraîner une élévation du niveau de la mer et influer sur le régime climatique. Les champs de Niglintgak et de Taglu sont situés dans les terres basses du delta du Mackenzie, proche de la mer de Beaufort. D'aucuns ont exprimé la crainte que les crues saisonnières et les ondes de tempête puissent nuire aux installations pendant la vie utile du projet. Les promoteurs ont produit une preuve indiquant que la hauteur des installations serait suffisante pour les mettre à l'abri des ondes de tempête et des crues, même si le niveau de la mer montait. Comparativement aux autres champs de développement, celui de Parsons Lake est situé en terrain plus élevé et à une plus grande distance de la mer, si bien que ses installations seraient moins exposées aux effets possibles du changement climatique.

Le Sierra Club du Canada se préoccupait du peu de travaux de recherche jugés par les pairs que Shell avait consultés au sujet des effets du changement climatique, spécialement dans le delta du Mackenzie pendant la vie utile de 30 ans du projet, au moment de concevoir les installations de Niglintgak. Il a souligné que les effets du changement climatique sur le pergélisol,

la montée du niveau de la mer et la sévérité des crues sont des éléments d'incertitude dans l'optique de la conception du projet. Il a fait référence à l'Évaluation de l'impact du changement climatique dans l'Arctique, préparée sous l'égide de l'International Arctic Science Committee, qui souligne que l'Arctique subit des changements climatiques plus rapides et plus importants que partout ailleurs dans le monde, dont la disparition de la glace marine, qui peut entraîner une augmentation de la grosseur des vagues et des ondes de tempête.

Les promoteurs ont fait valoir que le changement climatique serait pris en compte dans la conception technique détaillée, selon les besoins, par exemple pour les plateformes d'exploitation, les pipelines, les installations et les emprises. D'autres conséquences possibles du changement climatique, par exemple les modifications à la configuration du terrain et le ruissellement souterrain, seraient corrigées par des mécanismes de surveillance et des moyens d'atténuation. Dans l'ensemble, les promoteurs ont indiqué que la conception de leurs installations était suffisamment prudente pour tenir compte des éventuels changements et variations climatiques.

Environnement Canada a mentionné que les interactions entre la variabilité du climat et le changement climatique constitueraient vraisemblablement un agresseur environnemental plus important sur les éléments du projet durant la durée de vie prévue de 25 ans que ce que prétendent actuellement les promoteurs. Pour cette raison, des mécanismes appropriés en matière d'évaluation, de surveillance et d'atténuation doivent être incorporés dans la conception et l'entretien du projet, ainsi que dans les plans d'intervention d'urgence et de désaffectation. Environnement Canada a aussi recommandé qu'avant d'entreprendre la construction,

> les promoteurs intègrent adéquatement dans leur modélisation du changement climatique des scénarios de température limite supérieure pour s'assurer que la marge de sécurité prévue dans la conception du projet tienne compte de tout l'éventail des températures futures, y compris les extrêmes de la variabilité.

D'une manière générale, la Commission d'examen conjoint estimait que les promoteurs avaient tenu compte du changement climatique dans la conception du projet. Néanmoins, elle a recommandé que l'Office national de l'énergie ajoute une condition supplémentaire au certificat pour exiger que les promoteurs présentent des plans de conception finale incorporant une analyse plus poussée des effets du changement climatique sur le pergélisol et la stabilité du terrain au cours de la durée de vie théorique du projet et après la cessation d'exploitation. La Commission d'examen conjoint jugeait que cette analyse devrait être effectuée à l'égard d'une série d'endroits, de conditions et de types de terrain représentatifs, et qu'elle devrait prendre en compte la variabilité du climat, notamment les scénarios de température de limite supérieure, pour traduire toute la gamme des futures conditions de température, y compris la variabilité et les extrêmes, ainsi que l'impact de cette variabilité sur les régimes d'écoulement des cours d'eau. La Commission d'examen conjoint a précisé que les résultats de ces travaux devraient être reflétés dans les plans de surveillance, d'atténuation et de gestion adaptative. Elle jugeait, par ailleurs, que cette analyse devrait être présentée à d'autres régies compétentes en temps utile pour leur permettre d'en prendre connaissance et de présenter leurs conclusions à l'Office national de l'énergie.

En plaidoirie finale, Affaire indiennes et du Nord Canada a laissé entendre que les promoteurs devraient montrer comment ils avaient tenu compte des scénarios de température de limite supérieure dans la conception des installations.

Au chapitre 4, Champs de développement, et au chapitre 6, la question du changement climatique est traitée plus en détail dans l'optique de la conception du projet.

Opinion de l'Office

Nous sommes satisfaits des estimations touchant le changement climatique dont les promoteurs se sont servis dans la conception du projet. Vu l'incertitude des prédictions en cette matière, il serait prudent d'évaluer la conception sous l'éclairage des scénarios de température de limite supérieure, comme le propose la Commission d'examen conjoint. Comme le nom l'indique, ces scénarios seraient moins susceptibles de se réaliser que ceux dont les promoteurs se sont inspirés pour concevoir le projet. Suivant la condition 6, les promoteurs doivent produire un rapport comprenant une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour une série d'endroits représentatifs et des conditions supposant des scénarios possibles de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser le long du pipeline. L'analyse doit préciser les impacts potentiels dans la conception des pentes et des franchissements des cours d'eau. Nous n'avons pas précisé quelle forme l'étude devrait prendre. Nous estimons qu'il y aurait lieu, dans le cadre de cette étude, de consulter des ministères tels qu'Environnement Canada, Affaires indiennes et du Nord Canada et Ressources naturelles Canada afin de profiter de leur expertise.

Suivant les conditions N8, T7 et P8, les promoteurs doivent produire des données de conceptionfinale détaillée qui comprennent une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour chaque installation supposant des scénarios possibles de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser pendant la vie utile du projet. De plus, les promoteurs doivent fournir des renseignements sur l'effet possible des scénarios en question du point de vue de la configuration des précipitations, de la montée du niveau de la mer, de la sévérité des ondes de tempête, de l'activité glacielle et du niveau des crues, y compris leur incidence sur la conception des franchissements de cours d'eau. Nous estimons que pour la conception des installations des champs, il y aurait lieu de consulter des ministères tels qu'Environnement Canada, Affaires indiennes et du Nord Canada et Ressources naturelles Canada afin de profiter de leur expertise.

3.3.5 Faune et espèces en péril

Tout au long de la plaidoirie finale, les parties ont réaffirmé l'importance de la faune pour les habitants du Nord et du Canada tout entier. Les Premières nations Deh Cho ont déclaré :

> Longtemps avant la dernière période glaciaire, nous dépendions de la faune et des plantes pour assurer notre santé physique, émotionnelle et spirituelle et pourtrouver la base de nos activités économiques.

Le Sierra Club du Canada a soutenu que les espèces en péril revêtent un intérêt national, et que la perte de la biodiversité constitue un problème mondial pressant.

Les parties ont mentionné trois préoccupations non apaisées au sujet de la faune et des espèces en péril :

- les perturbations de l'habitat et les perturbations sensorielles;
- le caribou des bois;
- les conditions touchant les espèces en péril.

Perturbations de l'habitat et perturbations sensorielles

En plaidoirie finale, les parties à notre audience ont réaffirmé leurs craintes concernant les perturbations des habitats et les perturbations sensorielles pour les espèces fauniques.

Les ainés et les exploitants Deh Cho s'inquiétaient des dérangements à la faune que pourraient causer les travaux liés au pipeline. Ils ont soutenu que les perturbations à la faune et aux habitats doivent être réduites le plus possible pour tous les animaux, y compris les espèces qui hibernent et celles qui vivent sous terre. Ils ont indiqué que :

> la destruction des aires d'alimentation d'hiver, de reproduction et de mise bas ainsi que des voies de migration de toutes les espèces lors du déboisement pour la réalisation de l'emprise, la construction des installations et les activités d'exploitation doit être réduite au minimum et, dans certains cas, évitée totalement en modifiant le tracé du pipeline ou choisissant un autre emplacement pour les installations.

Ils ont également affirmé que le corridor du pipeline ne doit pas devenir un obstacle aux déplacements des espèces fauniques.

Les perturbations sensorielles, comme les bruits et les vibrations, ont été une source de préoccupation pour les aînés et les exploitants Deh Cho. Ils ont affirmé que la pollution par le bruit et les vibrations causées par le pipeline d'Enbridge avaient affecté la migration des animaux et la montaison du poisson, et que des études sérieuses devaient être faites pour connaître la sensibilité de tous les poissons et de toutes les espèces fauniques à l'égard des bruits et des vibrations résultant de l'exploitation du pipeline et la façon dont ces facteurs agissent sur leurs comportements, leurs migrations et leurs autres activités. La conception du projet devrait ensuite être modifiée, au besoin, pour que l'exploitation du pipeline n'influe pas sur le comportement des espèces.

Opinion de l'Office

On nous a dit que les promoteurs s'étaient déjà engagés à prendre certaines mesures d'atténuation pour réduire les perturbations sur la faune et les habitats, notamment :

- l'utilisation d'isolants et d'équipements permettant de supprimer les sons;
- la réduction de l'utilisation de torches et d'éclairage;
- le recours à l'entretien préventif afin de réduire au minimum les activités non planifiées;
- la modification de la conception des canalisations latérales pour permettre le passage du caribou et des exploitants.

Selon nous, grâce aux engagements des promoteurs et aux exigences complémentaires des conditions 29 à 36, ainsi qu'aux conditions semblables qui seront rattachées aux approbations des trois plans de mise en valeur, la perturbation de la faune et des habitats sera réduite au minimum. Nous exigeons que les promoteurs produisent pour approbation des plans de protection et de gestion de la faune qui comprendront des relevés pré-construction, des descriptions détaillées des mesures d'atténuation et de leur mise en œuvre, ainsi que des protocoles

de surveillance et de gestion adaptative. Parmi les mesures d'atténuation, les promoteurs doivent dévoiler l'ordonnancement des activités pour réduire au minimum les perturbations causées aux espèces fauniques, les procédures pour éviter de perturber les aires de mise bas, les mesures propres à réduire les perturbations sensorielles et les mesures visant diminuer au maximum les répercussions sur la faune des véhicules et de la circulation aérienne. Des relevés annuels sur les mises bas et les mesures d'atténuation destinés à éviter les tanières doivent être remplis et transmis au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et aux conseils de gestion de la faune compétents.

Nous exigeons également des promoteurs qu'ils fournissent des plans de protection et de gestion de la faune avant le dépôt du tracé détaillé du pipeline. Les modifications éventuelles à ce tracé détaillé propres à réduire au minimum les incidences sur les espèces fauniques ou leurs habitats seront évaluées et complétées durant la phase de la conception. L'Office national de l'énergie évaluera l'efficacité des plans de protection et de gestion de la faune et surveillera leur application. Il mènera des activités de surveillance de la conformité pendant toute la durée de vie du projet et exigera que tous les engagements soient respectés.

Nous exigeons également que les plans de protection et de gestion de la faune soient produits en consultation avec les conseils de gestion de la faune, le gouvernement territorial et Environnement Canada. Nous demandons que les promoteurs joignent à leur présentation une preuve que ces consultations ont eu lieu. Grâce à ces mécanismes, nous estimons que les organismes qui ont des connaissances approfondies sur le Nord auront leur mot à dire dans ces plans. Nous croyons que la condition 28 portant sur l'embauche de résidents locaux à titre de surveillants aidera également ceux-ci à cerner les endroits où les mesures d'atténuation ne fonctionnent pas. L'Office national de l'énergie peut ordonner aux promoteurs de prendre les mesures correctives appropriées pour assurer une gestion adaptative de la situation. Nous avons entendu les aînés et les exploitants Deh Cho dire que nous devons travailler ensemble en étroite collaboration pour veiller à ce que toutes les opérations soient sécuritaires. C'est ce que nous entendons faire.

Caribou des bois

La *Loi sur les espèces en péril* du Canada oblige le ministre de l'Environnement à mettre en œuvre un programme de rétablissement et un plan d'action pour les espèces sauvages inscrites, dont fait partie la population boréale du caribou des bois. Cela n'a pas encore été fait. Le Sierra Club du Canada a soutenu qu'étant donné que les obligations juridiques découlant de la *Loi sur les espèces en péril* ne sont pas remplies, l'évaluation environnementale n'est pas complète, car la Commission d'examen conjoint n'a pas été en mesure d'évaluer les incidences sur les espèces en péril comme le caribou des bois.

Les promoteurs ont affirmé que la Commission d'examen conjoint avait formulé des recommandations touchant l'incertitude au sujet de l'ampleur des effets éventuels du projet sur le caribou des bois, notamment la recommandation 10-4. Celle-ci indique qu'une évaluation plus approfondie des impacts prévus du projet sur les espèces inscrites à l'annexe 1 de la *Loi sur les espèces en péril* (espèces inscrites) devrait être réalisée quand les promoteurs auront une idée plus précise de l'emplacement des installations. Elle mentionne également que les relevés et les études d'impact pour les espèces inscrites doivent être réalisés une fois que les programmes de rétablissement et les plans d'action sont prêts. La bande des Dénés de Sambaa K'e a soutenu que nous n'avions pas parfaitement examiné la recommandation 10-4 de la Commission d'examen conjoint dans nos conditions proposées.

Selon le Sierra Club du Canada, Alternatives North, la Première nation de Jean Marie River et la bande des Dénés de Sambaa K'e, le programme de rétablissement et le plan d'action relatifs au caribou des bois doivent être achevés et approuvés en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* avant que puissent être préparés des plans de protection et de gestion de la faune pour cette espèce et avant que l'Office national de l'énergie ne puisse donner les autorisations finales. La Première nation de Jean Marie River a également affirmé qu'au nombre des mesures d'atténuation exigées, il y a l'évitement des aires essentielles de concentration hivernale du caribou des bois. Le corridor proposé pour le pipeline de la vallée du Mackenzie traverse ces aires de concentration hivernale du caribou des bois, une espèce que les membres de la bande des Dénés de Sambaa K'e chassent depuis toujours. Les recherches sur le terrain et dans les documents de la bande des Dénés de Sambaa K'e qui ont été menées pendant trois ans, et qui confirment d'autres recherches sur le caribou des bois, indiquent que cette espèce est particulièrement vulnérable au développement

industriel durant les derniers mois de l'hiver, soit de janvier à mars, moment précis où les activités liées au projet gazier Mackenzie se dérouleraient. Le Sierra Club du Canada a fait valoir que l'étude des impacts pour ces espèces en péril clé aurait dû se dérouler dans le cadre d'audiences publiques devant la Commission d'examen conjoint ou devant l'Office national de l'énergie, et que les conditions proposées par celui-ci sont muettes sur le sujet.

Opinion de l'Office

Nous reconnaissons l'importance du caribou des bois pour les habitants du Nord et des espèces en péril pour la biodiversité canadienne. Nous estimons que nos conditions 29 et 30 saisissent l'intention des recommandations de la Commission d'examen conjoint relativement à la protection et à la gestion du caribou des bois et nous croyons être en mesure d'évaluer, de gérer et de veiller à l'application efficace de ces conditions.

Les promoteurs doivent mettre au point des mesures d'atténuation, en consultation avec Environnement Canada, organisme à qui la *Loi sur les espèces en péril* ordonne la tâche de préparer le programme de rétablissement et les plans d'action pour le caribou des bois. Nous nous attendons à ce que, grâce à cette consultation, il sera tenu compte dans les plans de protection et de gestion pour le caribou des bois des mêmes recherches qui ont servi à la préparation des programmes de rétablissement et des plans d'action.

Les conditions 29 et 30 exigent que les promoteurs fassent des relevés pré-construction et qu'ils soumettent à l'approbation de l'Office national de l'énergie des études d'impact à jour, des mesures d'atténuation précises, des protocoles pour assurer une surveillance et une gestion adaptative et des propositions pour actualiser les plans de protection et de gestion de la faune pour le caribou des bois à mesure que les programmes de rétablissement et les plans d'action sont appliqués et que de nouvelles connaissances sont acquises. Les mesures d'atténuation que devront décrire les promoteurs comprennent :

- l'échéancier et les dates déterminées pour l'exécution des activités liées au projet afin d'éviter les conflits avec les déplacements des caribous ou les délicates périodes d'alimentation et de mise bas;
- des mesures pour limiter les couloirs de déplacement des prédateurs le long de l'emprise;
- la gestion des accès;
- des mesures permettant d'éviter ou de réduire au minimum les perturbations, notamment les perturbations linéaires et les effets de la fragmentation de l'habitat et les obstacles aux déplacements.

Ces exigences au chapitre de l'atténuation découlaient directement des recommandations 10-1, 10-4 et 10-16 de la Commission d'examen conjoint qui les avait elle-même reçues du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest qui a participé à l'élaboration des programmes de rétablissement du caribou des bois. Nous avons également indiqué que les plans de protection et de gestion de la faune devaient être le fruit d'une consultation avec Environnement Canada, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et les conseils de gestion de la faune. Suivant des commentaires formulés par les parties sur les recommandations de la Commission d'examen conjoint, nous avons également ajouté des exigences précises de consultation avec le Groupe de travail Deh Cho sur la population boréale de caribou des bois. Nous jugeons que les efforts conjugués des promoteurs et de ces intervenants permettront de réduire au minimum les impacts négatifs potentiels du projet sur le caribou des bois. Une fois que les programmes de rétablissement et les plans d'action seront prêts, les promoteurs devront actualiser leurs plans de protection et de gestion de la faune pour en tenir compte. Toutefois, nous nous attendons à ce qu'il y ait peu de modifications, du fait que les consultations des parties chargées de l'élaboration du programme de rétablissement et du plan d'action à toutes les étapes du processus sont exigées.

Nous sommes conscients qu'en l'absence d'un programme de rétablissement pour le caribou des bois en vigueur à ce stade-ci, l'habitat essentiel de l'espèce, au sens de la *Loi sur les espèces en péril*, n'a pas encore été désigné, bien que des recherches soient en cours. Cependant, la condition 29 exige que des plans de protection et de gestion de la faune soient soumis à l'approbation de l'Office national de l'énergie avant qu'une décision soit prise quant au tracé détaillé du pipeline. Dans le cas où le programme de rétablissement et le plan d'action pour le caribou des bois seraient toujours incomplets, nous nous attendons à ce que des données supplémentaires fondées sur la science et sur les connaissances traditionnelles soient disponibles pour que le tracé détaillé du pipeline évite le plus possible l'habitat critique de l'espèce. Les connaissances du Groupe de travail Deh Cho sur la population

boréale de caribou des bois devraient être inestimables pour aider les promoteurs à désigner et à protéger l'habitat critique.

Nous sommes d'avis qu'avec la mise en œuvre des mesures d'atténuation proposées aux conditions 29 et 30, fruits de consultations auprès des autorités gouvernementales fédérales, territoriales et autochtones et approuvées par l'Office national de l'énergie avant le dépôt du tracé détaillé du pipeline, les incidences du projet sur le caribou des bois peuvent être réduites au minimum.

Espèces en péril

Environnement Canada a soutenu que les conditions préliminaires qu'a fait circulées l'Office national de l'énergie pouvaient imposer des exigences déraisonnables en ce qui a trait aux relevés dans le cas d'espèces en péril, comme le courlis esquimau, dont le ministre juge le rétablissement irréalisable. Environnement Canada a également apporté comme précision que les exigences relatives aux espèces inscrites mentionnées aux conditions 29, N22, T21 et P21 devraient s'appliquer à toutes les espèces ajoutées à l'annexe 1 de la *Loi sur les espèces en péril* au moment du dépôt, par les promoteurs, des plans de protection et de gestion de la faune à l'Office national de l'énergie, et pas seulement aux espèces inscrites qui ont été évaluées durant les audiences de la Commission d'examen conjoint.

Environnement Canada a proposé que la condition 34 soit modifiée pour que la zone d'étude du râle jaune et du crapaud de l'Ouest soit établie en utilisant les renseignements les plus à jour au sujet de ces espèces. Le ministère a affirmé que, dans certains cas, les rapports du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada ne renfermaient pas les derniers renseignements disponibles et qu'il était possible que les autorités de gestion disposent de renseignements plus récents sur la zone occupée par les espèces.

Opinion de l'Office

Nous reconnaissons que les relevés préconstruction ne sont pas nécessaires pour les espèces en péril dont le rétablissement n'est pas possible à ce stade-ci, et nous avons modifié nos conditions 29, N22, T21 et P21 en conséquence. Nous nous attendons tout de même à ce que les observations éventuelles d'incidents soient signalées conformément à la partie a) de ces conditions. Nous sommes également d'accord avec les précisions apportées par Environnement Canada concernant les espèces en péril nouvellement inscrites. Nous nous attendons à ce que les plans de protection et de gestion de la faune prennent en compte toutes les espèces en péril connues au moment du dépôt de ces plans.

Pour ce qui est de la zone d'étude pour le râle jaune et le crapaud de l'Ouest, nous estimons que la condition 34 proposée devrait apaiser les préoccupations d'Environnement Canada. Suivant cette condition, le promoteur doit fournir une preuve que des consultations ont eu lieu avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour la préparation des relevés et l'élaboration des mesures d'atténuation et de surveillance proposées pour ces espèces précises. Les promoteurs et les autorités de gestion pourront, grâce à ces consultations, corriger les lacunes éventuelles concernant les zones d'étude.

3.3.6 Plans de protection de l'environnement

Des inquiétudes ont été exprimées en plaidoirie finale au chapitre de la protection des terres. Celles-ci touchaient les impacts environnementaux, plus particulièrement la qualité de l'air, les effets négatifs sur l'esthétique et le bruit. Les Premières nations Deh Cho ont formulé des craintes relativement aux exigences de surveillance de l'environnement, à la protection des ressources en eau et à la réduction au minimum de l'introduction de plantes envahissantes.

L'Office national de l'énergie ajoute une exigence aux documents d'autorisation d'installations suivant laquelle une société doit produire et déposer un plan de protection de l'environnement pour approbation. Le plan de protection de l'environnement est un document d'orientation pour la surveillance environnementale pendant toute la durée d'un projet qui comprend normalement des mesures d'atténuation pour l'environnement, la remise en état et le rétablissement de la végétation. Le plan de protection de l'environnement constitue un élément important de notre démarche réglementaire en matière de protection de l'environnement.

Il s'agit d'un outil essentiel qui sert à informer le personnel du promoteur sur le terrain et celui des entrepreneurs en construction ou en exploitation des procédures environnementales et des mesures d'atténuation. Il vise à documenter et à exposer toutes les mesures de protection environnementale propres au projet ou les mesures d'atténuation pour lesquelles les promoteurs ont pris des engagements, dans un document clair et facile à consulter. Le plan de protection de l'environnement offre un moyen de veiller à ce que le promoteur respecte tous les engagements qu'il a pris en matière

d'environnement durant les audiences. Il aide également à définir la hiérarchisation des responsabilités pour la société.

Lors de l'examen du plan de protection de l'environnement, l'Office national de l'énergie s'assure que tous les engagements et toutes les mesures d'atténuation pertinents s'y trouvent. Quant aux promoteurs, ils utilisent ce document pour informer leurs entrepreneurs de leurs engagements en matière d'environnement, dans un langage prescrit pour faciliter le respect des engagements. Le promoteur jouit d'une certaine souplesse à l'égard du contenu général d'un plan de protection de l'environnement. D'autres plans, par exemple un plan de gestion des déchets, un plan de protection et de gestion de la faune et un plan relatif aux ressources patrimoniales, peuvent y être intégrés sous forme de chapitres distincts, pour rendre le document plus complet pour le personnel sur le terrain.

En général, le plan de protection de l'environnement touche aux aspects suivants :

- les objectifs précis pour protéger les éléments environnementaux et socioéconomiques considérés comme importants (air, végétation, sols, pergélisol, plantes indigènes, gestion des accès, terres humides, ressources en eau, atténuation du bruit et effets négatifs sur l'esthétique, prévention des mauvaises herbes et des espèces envahissantes et remise en état);
- les pratiques et procédures qui peuvent être mises en œuvre pour atteindre les objectifs;
- les critères devant servir à mesurer le succès des pratiques et des procédures, en particulier pour la remise en état et les nouvelles mesures d'atténuation éventuelles;
- l'intégration d'un élément de souplesse, en examinant d'autres pratiques et procédures environnementales susceptibles d'être utilisées;
- les critères sur lesquelles les décisions seront prises relativement aux pratiques et procédures à mettre en œuvre, et dans quelles circonstances;
- la communication des responsabilités pour l'application des pratiques et procédures environnementales, pour la prise des décisions fondées sur les critères énoncés et pour confirmer le respect des engagements;
- les exigences relatives aux permis des autres organismes de réglementation ayant compétence sur le projet;
- une preuve que des consultations ont eu lieu avec d'autres organismes de réglementation, confirmant que les mesures d'atténuation environnementale proposées répondent aux exigences;
- la fréquence et l'ordonnancement des activités liées à la surveillance;
- le calendrier des rapports devant être soumis à l'Office national de l'énergie sur l'état d'avancement et la réussite des mesures d'atténuation mises en place;
- l'intégration de la gestion adaptative, qui prévoit des moyens propres à évaluer les difficultés pouvant survenir au cours du projet et à apporter les corrections nécessaires;
- des moyens efficaces pour signaler les problèmes éventuels et les structures pour faire rapport.

Le plan de protection incorpore les cartes-tracés environnementales, et inversement, ces dernières renferment des renvois au plan, lequel est un document complet qui réunit les exigences de tous les organismes de réglementation.

Celle visant le plan de protection de l'environnement est conforme à l'esprit de la réglementation axée sur les buts de l'Office national de l'énergie. Un tel plan doit être soumis à l'approbation de l'Office avant que débutent toute activité pré-construction et toute pose de canalisations pour le pipeline de la vallée du Mackenzie et le réseau de collecte Mackenzie. Dès que la phase d'exploitation commence, le programme de protection environnementale prévu à l'article 48 du Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres s'applique. Avant toute activité de forage ou de construction relevant d'une demande de plan de mise en valeur, il est nécessaire d'obtenir les autorisations mentionnées à l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. L'article 6 du Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada mentionne qu'un exploitant doit fournir un plan de protection de l'environnement avant de pouvoir obtenir une autorisation prévue à l'alinéa 5(1)*b)*. Tous les promoteurs produiront leur propre plan de protection de l'environnement aux fins des demandes d'autorisation et ils peuvent déposer plusieurs de ces plans selon l'échéancier de construction, le type d'activités et des facteurs propres au site.

Alternatives North a demandé que les conditions N11, T10 et P10 portant sur les plans de protection de l'environnement pour le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et l'île Fish soient soumises à l'approbation de l'Office national de l'énergie.

Opinion de l'Office

Nous avons porté attention aux enjeux soulevés concernant les terres, les ressources en eau, les espèces envahissantes et les autres éléments biophysiques. Nous estimons qu'en combinant une gestion et une planification environnementales appropriées, ces questions peuvent être résolues de manière satisfaisante à toutes les étapes du projet. Nous sommes déterminés à assurer la protection de l'environnement et à veiller à ce que des mesures soient mises en place pour prendre en compte les effets négatifs potentiels sur l'environnement. L'un des éléments essentiels de cette démarche réside dans l'application de nos conditions et la mise en œuvre des plans de protection de l'environnement exigés aux conditions 3, 38, N11, T10 et P10.

Nous nous assurerons que les plans de protection de l'environnement pour ce projet seront mis en œuvre, que les engagements pris durant l'audience seront inclus, que des pratiques appropriées sur le terrain seront incorporées et que les modifications courantes seront effectuées. Les plans de protection de l'environnement faciliteront la tâche de surveillance réglementaire en matière d'environnement, en réunissant toutes les exigences de protection de l'environnement dans un seul document, pour chaque phase du projet. Ils procurent également une base de collaboration avec les organismes du Nord. Nous allons surveiller et inspecter toutes les facettes du projet, pour lequel les plans de protection de l'environnement serviront de référence pour la vérification de la conformité.

Les plans de protection de l'environnement exigés touchent également la recommandation 6-4, Plan de construction et d'exploitation de la Commission d'examen conjoint pour le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et l'île Fish.

Les conditions N11, T10 et P10 renferment les exigences relatives au plan de protection de l'environnement pour les demandes de plan de mise en valeur. L'Office national de l'énergie examinera les futures demandes d'autorisation de travaux ou d'activités dans les champs d'ancrage en même temps que le plan de protection de l'environnement. Les mesures d'atténuation environnementale durant la construction et l'exploitation pour l'île Fish seront prises en compte par les articles 39 et 48 du *Règlement sur les pipelines terrestres* et chaque plan de protection de l'environnement pertinent.

3.3.7 Rôle de l'Office national de l'énergie dans l'application des recommandations adressées aux autres parties

En plaidoirie finale, les parties ont soutenu que l'Office national de l'énergie avait une responsabilité à titre de « gardien principal » dans ce dossier et qu'il devait veiller à l'application de toutes les recommandations de la Commission d'examen conjoint. Le Fonds mondial pour la nature (Canada) a affirmé que l'Office devait prendre à son compte un plus grand nombre de recommandations de la Commission d'examen conjoint, y compris celles adressées à d'autres instances gouvernementales, parce qu'elles rejoignent le mandat fondamental de l'Office qui consiste à recommander un projet uniquement s'il est dans l'intérêt public. Le Fonds a ajouté que la Commission d'examen conjoint avait tenu à souligner que l'application de l'ensemble des recommandations était nécessaire pour que le projet soit durable. Le Sierra Club du Canada a prétendu que nous abandonnons à d'autres parties, notamment les gouvernements, des enjeux cruciaux liés à la durabilité, car nous ne faisons pas mention de ceux-ci dans la quasi-totalité des conditions que nous avons proposées pour les recommandations visant à contrôler le rythme et la portée du développement en amont et pour celles traitant de la durabilité dans le contexte de l'utilisation finale du gaz. Par ailleurs, le Conseil tribal Gwich'in a soutenu qu'il n'était pas nécessaire que les recommandations de la Commission soient toutes acceptées avant que le projet démarre, qu'il était préférable que les recommandations n'abordent pas les questions qui devraient relever des politiques gouvernementales et que l'application des mesures relevant de tierces parties ne devraient pas faire l'objet de conditions préalables à la progression du projet.

Certains intervenants sont convaincus que les organismes du Nord sont capables d'assurer la protection des terres. L'Inuvialuit Regional Corporation a mentionné :

> La responsabilité en ce qui a trait à la santé de notre environnement relève des organismes et des offices de cogestion créés en vertu de l'entente sur nos revendications territoriales et de l'ensemble des membres de la collectivité inuvialuit.
>
> Au cours des 25 dernières années, les Inuvialuit ont beaucoup pris confiance dans la capacité de ces organismes et de ces personnes d'assurer collectivement la santé de l'environnement et de la faune à la grandeur de la région désignée

des Inuvialuit, tout en permettant la réalisation ordonnée d'activités de mise en valeur et d'autres activités commerciales.

Nous envisageons la mise en valeur future des ressources de notre région en sachant que notre structure organisationnelle possède les compétences et l'expérience pour maintenir un équilibre responsable et objectif entre la santé de notre environnement et la répartition des retombées économiques aux résidents de notre collectivité.

D'autres parties ont indiqué qu'elles craignaient que les recommandations de la Commission d'examen conjoint qui sont adressées à d'autres autorités ne soient pas appliquées. Le Sierra Club du Canada a soutenu que nous devons imposer des conditions pour fournir une assurance raisonnable que toutes les recommandations de la Commission d'examen conjoint seront appliquées, ou rejeter le projet à ce stade-ci. La Société pour la nature et les parcs du Canada a indiqué que nous devrions songer à ajouter des conditions qui garantiraient davantage que les recommandations débordant du mandat de l'Office national de l'énergie seraient appliquées. Le Sierra Club du Canada et la Société pour la nature et les parcs du Canada ont fourni des exemples de moyens qui pourraient assurer la mise en œuvre des recommandations. Le Sierra Club du Canada a proposé une démarche en deux temps consistant d'abord à examiner la réaction du gouvernement pour déterminer si celui-ci s'engage à appliquer la majorité des recommandations de la Commission d'examen conjoint, puis à ajouter une condition rattachant la prise d'effet des certificats à la conclusion par l'Office national de l'énergie, dans le cadre d'un processus public, que les gouvernements ont respecté leurs engagements. La Société pour la nature et les parcs du Canada a proposé d'autres garanties comme des calendriers, l'aliénation de terres, des exigences en matière de financement ou le suivi à partir de listes de contrôle. Le Fonds mondial pour la nature (Canada) a demandé que nous déclarions que ce projet est dans l'intérêt public seulement si toutes les recommandations de la Commission d'examen conjoint sont appliquées. Il a cité l'exemple d'une autre autorité de réglementation, la Natural Resources Conservation Board, qui avait lié la prise d'effet de son approbation à l'exécution d'un décret gouvernemental créant une aire de récréation en nature. Il a indiqué que nous pourrions, si nous le voulions, privilégier une approche analogue et imposer un ordre dans le déroulement des choses, même si ces activités ne sont pas directement du ressort de l'Office. Les parties ont en outre eu l'occasion de formuler des commentaires sur ces questions ainsi que sur des questions connexes une fois la réponse du gouvernement connue. En général, les parties étaient préoccupées par la justesse de cette réponse et elles ont soit proposé de renforcer les conditions, soit adopté la position que du fait de la réponse donnée, le projet n'était pas dans l'intérêt public.

Opinion de l'Office

L'Office national de l'énergie a des responsabilités considérables relativement au projet gazier Mackenzie. Quatorze organismes, ministères ou offices de réglementation fédéraux et territoriaux ont aussi un rôle à jouer dans la gestion des volets environnementaux du projet. Après avoir rendu ses décisions au titre de la réglementation, l'Office collabore avec d'autres parties afin de protéger la faune, l'eau, l'air et la végétation des effets négatifs qui pourraient résulter d'un projet de mise en valeur.

Suivant notre mandat, nous commençons par déterminer en quoi consiste l'intérêt public. Le cœur de cet exercice est de savoir si les populations du Nord et les autres Canadiens et Canadiennes gagnent ou perdent si le projet gazier Mackenzie est approuvé. La réponse à cette question se trouve dans le Volume 1 intitulé *À l'écoute des opinions exprimées : notre voyage vers une décision.*

Dans l'établissement de l'intérêt public, nous tenons compte des avantages et des répercussions du projet sur les terres, les populations et l'économie, ainsi que des aspects liés à la sécurité et aux volets techniques. L'examen des incidences environnementales et socioéconomiques et les audiences sur ces enjeux ont été menés par la Commission d'examen conjoint, dont l'évaluation nous a aidés dans notre travail. Pour rendre une décision dans l'intérêt public, nous devions nous assurer que les effets négatifs sur l'environnement pouvaient être réduits au minimum et que des normes strictes de protection de l'environnement seraient appliquées pendant toute la durée du projet. Pour cela, l'Office national de l'énergie dispose de trois importants outils de réglementation. L'Office peut imposer des conditions, veiller à leur application et assurer la surveillance de la conformité pour un grand nombre d'exigences en matière de protection de l'environnement, dont bon nombre de recommandations de la Commission d'examen conjoint. L'Office national de l'énergie se charge de la réglementation du projet pendant toute sa durée. Sa compétence s'étend également à l'évaluation des nouvelles demandes visant d'autres projets de mise en valeur. Par ailleurs, les organismes du Nord et les autorités fédérales ont des responsabilités de surveillance du projet et de gestion des

effets. Nous estimons que ces responsabilités sont complémentaires à celles de l'Office et nous sommes déterminés à collaborer avec les autres parties pour soutenir un modèle de réglementation à la fois efficace et efficient.

Selon nous, le rattachement de conditions à des mesures relevant de tierces parties impose une incertitude injustifiée aux populations du Nord et aux promoteurs en ce qui a trait à la décision d'autoriser le projet et à la date de démarrage. On nous a rappelé que les gens ont besoin de certitude et de temps pour se préparer adéquatement au développement. Ces préparatifs comprennent la formation des travailleurs, la résolution des questions en suspens au sujet des terres, la saisie des occasions d'emploi et d'affaires et l'obtention des nombreux permis requis pour l'utilisation des terres et des eaux, pour n'en nommer que quelques-uns. Puisque nous croyons que l'Office, de par l'autorité qui lui est conférée, permettra d'assurer une protection de grande qualité de l'environnement en appliquant les recommandations de la Commission d'examen conjoint qui nous sont adressées, en veillant à ce que les promoteurs respectent les engagements pris durant notre audience et celle de la Commission et cela, pour la durée totale du projet, et en évaluant les incidences des développements futurs, nous croyons qu'il est possible de déterminer dès maintenant si le projet est dans l'intérêt public sans dépendre des mesures que doivent finalement prendre des tierces parties. Nous demeurons résolus à collaborer avec les autres autorités pour protéger la faune, l'eau, l'air et la végétation.

3.4 Questions socioéconomiques abordées en plaidoirie finale

3.4.1 Accord socioéconomique

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a mentionné que le projet gazier Mackenzie était vital à l'avenir socioéconomique des erritoires du Nord-Ouest et qu'il avait le potentiel de

> transformer les Territoires d'une région dépendante du soutien du reste du Canada en un territoire autosuffisant.

Il a également mentionné que l'on s'attendait à ce que le projet gazier Mackenzie ait des répercussions sur le bien-être des résidents et des collectivités des Territoires du Nord-Ouest et qu'un accord socioéconomique pour le projet gazier Mackenzie était donc essentiel.

Afin d'apaiser les inquiétudes d'intérêt mutuel, les promoteurs et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont signé un accord socioéconomique pour le projet gazier Mackenzie en 2007. Cet accord renferme des engagements propres à optimiser les retombées favorables et à atténuer le plus possible les effets négatifs du projet sur les habitants des Territoires du Nord-Ouest. L'accord renferme des mesures visant l'emploi et la formation, les volets sociaux et culturels, les affaires, les effets nets pour le gouvernement, la surveillance, la production des rapports et la gestion adaptative.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a demandé que nous assurions l'exécution des dispositions de l'accord par les promoteurs au moyen d'une condition à l'autorisation du projet.

Opinion de l'Office

Les engagements pris dans l'accord socioéconomique comprennent des mesures importantes pour s'occuper des impacts socioéconomiques et pour tirer le maximum des retombées du projet gazier Mackenzie. Il est préférable que l'exécution de cet accord soit laissée aux signataires, et nous ne voyons aucun avantage à assortir la mise en œuvre de cet accord d'une condition pour l'obtention du certificat.

3.4.2 Emploi et formation

Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho ont mentionné que les promoteurs et le gouvernement devraient procurer aux collectivités des possibilités d'instruction et de formation afin d'amoindrir les impacts et de maximiser les retombées du projet. Ils ont indiqué que cela pourrait comprendre des cours de rattrapage, des cours sur la sécurité et une formation en survie, ainsi que la diffusion de renseignements et l'attribution de bourses pour devenir gardes forestiers, agents des pêches, garde-chasse et conservateurs de parc. Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho et la Première nation Liidlii Kue ont également affirmé que le Canada devait remplir les engagements initiaux relatifs au fonds d'atténuation des effets du projet gazier Mackenzie en en limitant la portée aux collectivités autochtones et aux régions le long du corridor du pipeline, ainsi qu'en débloquant immédiatement la première tranche du financement. Ces groupes ont aussi proposé qu'une partie du fonds d'atténuation des effets du projet gazier Mackenzie soit utilisée pour des programmes liés à la vie sauvage, à la langue et à la culture.

Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho ont aussi exprimé la nécessité de la formation continue, de séances d'information et d'ateliers dans les collectivités Deh Cho pour l'exécution des programmes de suivi et de surveillance. Ils ont aussi soutenu que ces collectivités devraient bénéficier d'un soutien financier et logistique pour qu'elles puissent retenir les services de leurs propres contrôleurs environnementaux pour le projet gazier Mackenzie, lesquels rendraient compte de leurs activités directement aux collectivités Deh Cho. Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho ont déclaré que les programmes de gestion, de surveillance et de suivi doivent engager directement les Premières Nation Deh Cho, afin que les besoins et les intérêts des collectivités Deh Cho soient pris en compte et protégés. En outre, de tels programmes doivent tirer profit du savoir des Dénés.

Pour y arriver, ils ont recommandé de créer un organisme de surveillance Deh Cho pour le projet gazier Mackenzie, qui surveillerait, observerait et protègerait les terres, la faune sauvage et l'habitat pendant la planification et la construction du projet et durant la remise en état des lieux. La bande des Dénés de Sambaa K'e a aussi demandé que les promoteurs ou le Canada lui fournissent le financement nécessaire pour mette en place leur propre programme de surveillance de l'environnement durant et après la construction.

Des inquiétudes ont été exprimées concernant la formation du personnel appelé à travailler sur le projet gazier Mackenzie. Selon les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho, cette formation devrait comprendre des séances, des conférences et des ateliers sur la sensibilisation aux différences culturelles, ainsi que des activités sur le terrain en présence d'aînés et d'exploitants Deh Cho.

Le gouvernement du Yukon a demandé que nous adoptions les recommandations 15-7 et 15-8 de la Commission d'examen conjoint visant à inclure le Yukon dans la base de données des ressources humaines et d'emplois des promoteurs, et que Whitehorse soit désignée comme un lieu d'embauche. Alternatives North a demandé que nous fassions une condition de l'exigence relative à l'ajout d'un plan de communication au plan de diversité des promoteurs initialement prévu dans la recommandation 15-9 de la Commission d'examen conjoint. Northern Pipeline Projects Ltd. a recommandé que les interactions entre les travailleurs vivant dans les campements fermés et les populations locales soient planifiées et limitées au strict minimum.

Opinion de l'Office

Nous sommes conscients des retombées potentielles et des effets indésirables possibles que l'embauche associée au projet gazier Mackenzie est susceptible d'avoir sur les collectivités. Beaucoup de nos conditions et les engagements des promoteurs ont traité de ces effets. La condition 28 exige que les promoteurs déposent à l'Office national de l'énergie des renseignements sur l'embauche de résidents locaux à titre de surveillants pour assurer la vérification de la conformité et la surveillance des effets environnementaux dans le cadre du projet gazier Mackenzie. Par ailleurs, suivant la condition 29, les promoteurs doivent soumettre à l'approbation de l'Office national de l'énergie un ou plusieurs plans de protection et de gestion portant sur la faune en général ainsi que des plans spécifiques visant certaines espèces. Ces plans doivent également comprendre les protocoles de surveillance et de gestion adaptative, qui s'ajoutent aux conditions 3 et 38 exigeant la mise en place de plans de protection de l'environnement pour le projet gazier Mackenzie.

L'accord socioéconomique pour le projet gazier Mackenzie définit clairement les mesures et les engagements pour réduire au minimum les effets socioéconomiques négatifs du projet et optimiser les retombées. L'article 2 renferme les engagements pris par les promoteurs en matière d'emploi, de formation et d'embauche, y compris les priorités relativement à l'embauche, les lieux d'embauche pour le projet gazier Mackenzie, les exigences et les politiques d'emploi et le perfectionnement des ressources humaines ainsi que les services et le soutien à l'emploi, à l'éducation et à la formation qui seront fournis par le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. L'article 3 comprend les engagements des promoteurs en matière de promotion de la conservation de la culture et de la compréhension dans ce domaine. On y prévoit une formation sur la sensibilisation aux réalités culturelles et la sensibilisation transculturelle pour tous les travailleurs du projet, ainsi que le soutien aux activités culturelles comme des initiatives liées au mode de vie traditionnel axé sur la collectivité, la récolte traditionnelle et la promotion de la culture traditionnelle ainsi que l'établissement de relations positives avec les collectivités.

Nous estimons que ces mesures, ces engagements et ces programmes répondront adéquatement aux besoins en matière d'emploi et de formation et qu'ils apaiseront

les inquiétudes concernant la surveillance et la protection culturelle.

En ce qui a trait à la recommandation de Northern Pipeline Projects Ltd. relative aux baraquements pour les travailleurs affectés au projet, nous estimons que les exigences entourant les baraquements fermés et la préparation par les promoteurs de plans de surveillance pour réduire au minimum les interactions entre la collectivité et les travailleurs, contenues aux conditions 24, 25 et 26, permettront de planifier et de limiter ces interactions et réduiront celles susceptibles d'avoir des conséquences néfastes.

Pour ce qui est de la demande du gouvernement du Yukon nous invitant à adopter les recommandations 15-7 et 15-8 de la Commission d'examen conjoint, nous signalons que celui-ci a confirmé que ces recommandations étaient conformes, à défaut d'être envisagées précisément, aux engagements écrits des promoteurs à l'endroit du gouvernement du Yukon. Nous estimons que ces enjeux seront résolus. Nous sommes également convaincus que les exigences actuelles relatives à un système de surveillance et de rapport, contenues aux conditions 23, N28, T27 et P27, suffiront pour répondre aux besoins de communications pour les plans de diversité, et aucune nouvelle exigence ne nous apparaît nécessaire.

3.4.3 Conséquences pour les exploitants, les terres et les ressources

Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho, la bande des Dénés de Sambaa K'e et la Première nation Liidlii Kue ont exprimé des craintes quant aux conséquences possibles sur les exploitants, les terres et les ressources dans la région Deh Cho. La bande des Dénés de Sambaa K'e s'est opposée à la mise en valeur des sites d'emprunt dans le bassin hydrologique du K'eotsee (lac Trainor).

Elle a aussi demandé que la question du dédommagement des exploitants soit traitée dans le cadre d'une entente de consultation avec le Canada et les promoteurs, de la conclusion du Processus Deh Cho ou par la signature d'une entente sur les répercussions et les retombées. Pour ce qui est du dédommagement, la Première nation Liidlii Kue a demandé que nous exigions des promoteurs qu'ils concluent une entente sur les retombées avec elle et les Premières nations Deh Cho comme condition préalable à l'autorisation du projet. La Première nation Liidlii Kue a également demandé que l'entente prévoie des fonds pour la mise en place et le maintien d'un programme de surveillance pendant toute la durée du projet sur leur territoire.

Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho ont souligné la nécessité de mener des recherches sur l'économie traditionnelle des Premières nations Deh Cho et sur les conséquences du projet sur la santé et le bien-être physiques, culturels et spirituels de cette collectivité. Ils ont également demandé que le tracé et le choix des sites de toutes les installations liées au projet évitent les sites de sépultures et les sites sacrés, et que les travaux le long des cours d'eau soient effectués dans le respect d'un protocole cérémonial, avec la participation des Premières nations Deh Cho. Pour ce qui est du dédommagement pour les ressources, les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho ont demandé que les exploitants Deh Cho soient partie prenante d'une entente de dédommagement avant que le projet soit autorisé, et qu'un dédommagement soit accordé pour la valeur de tout le bois sur pied qui sera coupé pour l'emprise.

Enfin, ils ont demandé que le projet soit conçu et réalisé de manière à réduire au minimum les effets esthétiques négatifs pour les populations et les espèces sauvages, et que les collectivités Deh Cho aient voix au chapitre dans l'élaboration d'un plan de gestion des ressources granulaires pour le projet. Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho ont exprimé le souhait que les collectivités Deh Cho travaillent avec les promoteurs à la recherche de sources de rechange de matériau granulaire et que les collectivités Deh Cho, et non le Canada, bénéficient des redevances sur les ressources granulaires.

Opinion de l'Office

Nous sommes conscients de l'importance des activités de récolte dans l'économie des Territoires du Nord-Ouest et sur la vie socioéconomique et culturelle des collectivités autochtones. Pour répondre aux préoccupations soulevées par les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho concernant les ressources forestières, la condition 75 relative au pipeline de la vallée du Mackenzie exigera que les promoteurs informent et consultent les autorités autochtones et municipales sur l'utilisation communautaire du bois marchand qui serait coupé le long de l'emprise. Au chapitre du dédommagement

des exploitants, le rapport de la Commission d'examen conjoint résume les engagements pris par les promoteurs à cet égard. Ceux-ci se sont engagés à accorder aux exploitants un dédommagement conforme aux dispositions de la *Convention définitive des Inuvialuit* et aux ententes sur les revendications territoriales globales pour les régions désignées des Gwich'in et du Sahtu. Ils se sont également engagés à verser un dédommagement aux exploitants Deh Cho selon les dispositions de ces conventions définitives. Nous estimons que les engagements des promoteurs répondent aux préoccupations concernant le dédommagement des exploitants.

Pour ce qui est des ressources granulaires, nous continuerons de nous en remettre à l'autorité des organismes de réglementation du Nord et des ministères fédéraux. En ce qui concerne les inquiétudes entourant les sites d'emprunt et la participation à l'élaboration de plans de gestion soulevée par la bande des Dénés de Sambaa K'e et les Premières nations Deh Cho, l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie détient l'autorité réglementaire pour autoriser des activités liées à l'extraction des ressources granulaires dans la vallée du Mackenzie. En réponse aux craintes concernant les conséquences sur les sites de sépulture ou les sites sacrés et les effets esthétiques soulevées par les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho, la condition 21 exige que les promoteurs présentent à l'Office national de l'énergie leur plan de gestion des ressources patrimoniales, qui a été examiné par le Centre du patrimoine septentrional du Prince de Galles. Les mesures d'atténuation que les promoteurs se sont engagés à prendre et qui se trouvent dans leur énoncé des incidences environnementales corrigeront les effets esthétiques et visuels.

3.4.4 Rapports sur le projet

Alternatives North a demandé que nous nous engagions à tenir un registre public pour toutes les demandes d'autorisation liées au projet gazier Mackenzie et que nous fassions un suivi aux fins de transparence et de reddition de comptes. L'organisme a proposé que les registres publics utilisés par l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie et l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie servent de modèles.

Opinion de l'Office

Nous sommes déterminés à assurer la diffusion ouverte et transparente des renseignements à toutes les parties ayant un intérêt dans le projet gazier Mackenzie, dont les institutions du Nord et les ministères fédéraux avec lesquels nous poursuivrons notre collaboration à mesure que le projet avancera. Sous réserve de restrictions statutaires, nous continuerons de rendre accessible au public l'information relative au projet dans notre dépôt central. Pour tous les projets relevant de la réglementation de l'Office national de l'énergie dont l'autorisation de construction a été accordée, nous avons offert dans notre dépôt central les documents soumis par les promoteurs sur leur respect des conditions du certificat, ainsi que les réponses de l'Office national de l'énergie à ces documents.

Chapitre 4
Champs de développement

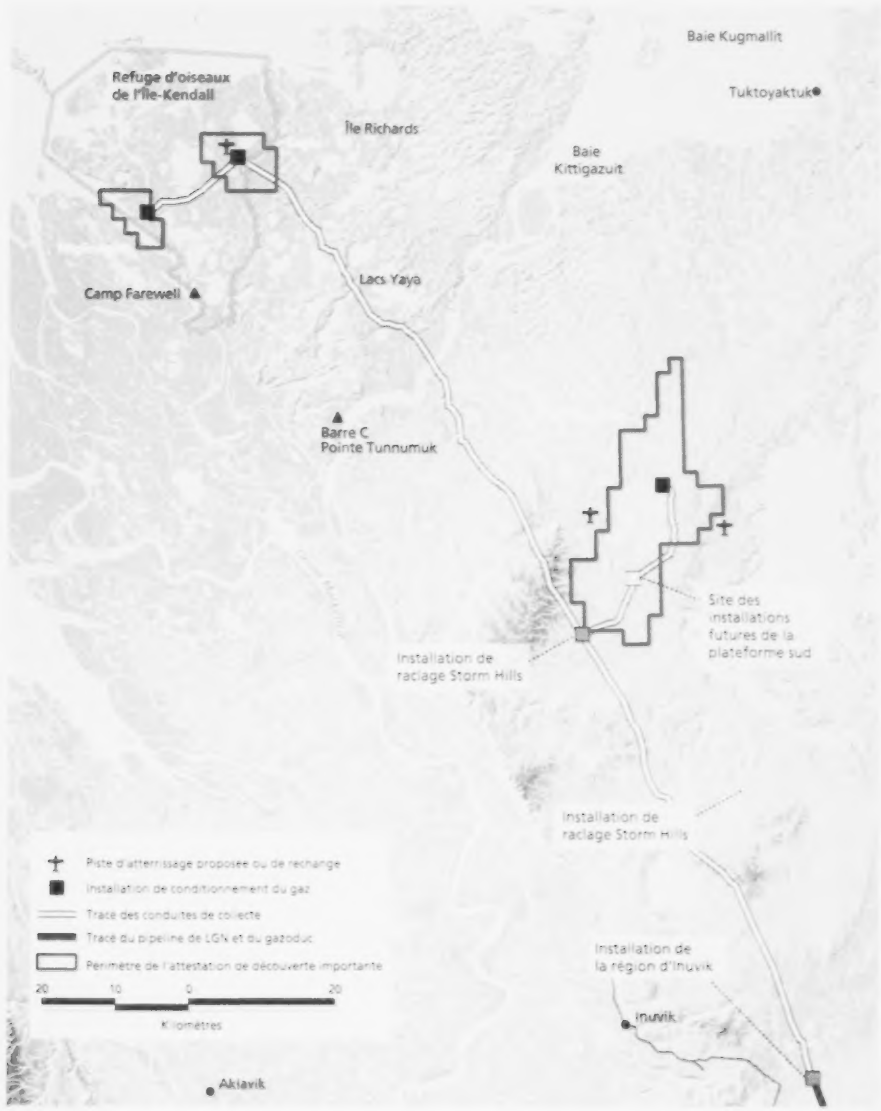


Figure 4-1 Champs de développement

4.1 Les réservoirs

Le projet gazier Mackenzie s'appuie sur la production de gaz naturel dans trois champs de développement, soit ceux de Niglintgak, Taglu et Parsons Lake, situés presque en bordure du delta du Mackenzie. Ces champs produiraient environ 172 Gm^3 (6,1 Tpi^3) de gaz naturel non corrosif (voir le tableau 4-1) – assez de gaz pour chauffer un million de foyers canadiens moyens pendant près de cinquante ans.

Chaque champ est constitué de réservoirs de gaz naturel piégé. En général, les réservoirs de gaz et de pétrole sont découverts et délimités au moyen de levés sismiques bidimensionnels et tridimensionnels, et grâce au forage et à l'essai de puits d'exploration et de délinéation. Les résultats des levés et des essais fournissent des renseignements techniques sur la roche sous-jacente et les gisements de gaz qui y sont piégés. Cette information est traitée dans des modèles informatiques afin de prédire les meilleurs emplacements pour les puits de production, compte tenu de la méthode d'extraction la plus efficace. *L'annexe D – Réservoirs des champs de développement : caractéristiques et historique d'exploration*, fournit de plus amples renseignements sur les réservoirs des champs visés par le projet et les travaux d'exploration antérieurs.

Selon les prévisions, les champs d'ancrage permettraient de maintenir une production de gaz marchand d'environ 24 Mm^3/j (0,850 Gpi^3/j) pendant 12 ans, après quoi le niveau de production fléchirait jusqu'à l'épuisement des réservoirs (voir la figure 4-2).

La production de liquides de gaz naturel débuterait à 1 756 m^3/j (11 050 b/j) puis chuterait immédiatement (voir la figure 4-3).

Tableau 4-1

Volumes récupérables de gaz naturel dans les champs de développement

Champ	Volumes récupérables de gaz naturel
Niglintgak	27 Gm^3 (0,95 Tpi^3)
Taglu	81 Gm^3 (2,8 Tpi^3)
Parsons Lake	64 Gm^3 (2,3 Tpi^3)

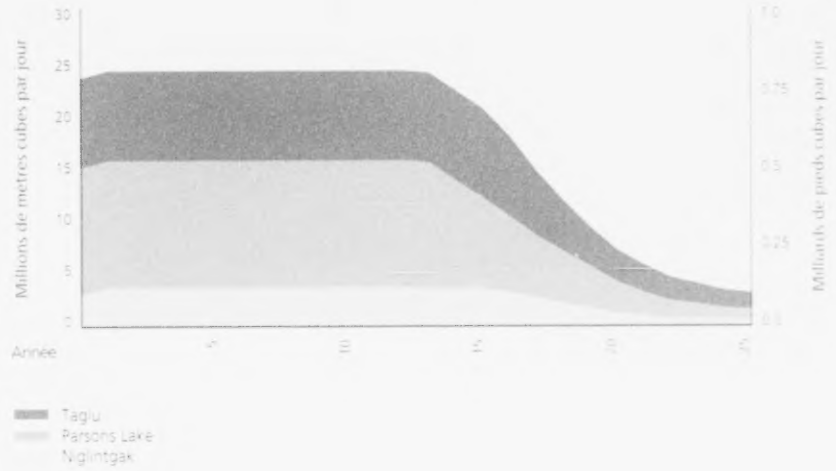


Figure 4-2

Approvisionnement en gaz naturel

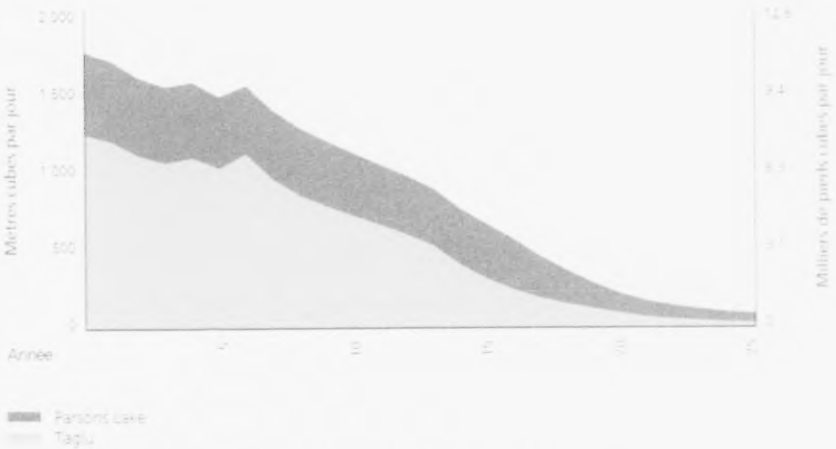


Figure 4-3

Approvisionnement en liquides de gaz naturel

À l'année du graphique, la production du champ de Niglintgak est négligeable.

4.2 Niglintgak

4.2.1 Conception des installations au champ de Niglintgak

Niglintgak est celui des trois champs de gaz naturel associés au projet qui se trouve le plus à l'ouest et il constitue le point de départ du réseau de collecte Mackenzie proposé. Ce champ est situé entièrement dans les limites du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, à environ 120 kilomètres au nord-ouest d'Inuvik et 85 kilomètres à l'ouest de Tuktoyaktuk.

Shell Canada Limitée (Shell) a sollicité l'approbation d'un plan de mise en valeur du champ de Niglintgak en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Selon ses estimations, la mise en valeur du champ coûtera 800 millions de dollars et les dépenses d'exploitation et d'entretien s'élèveront en moyenne à 10 millions de dollars par année au cours de la période de 2019 à 2023. Shell prévoit que la construction des installations s'étalera sur quatre saisons d'hiver, de 2014 à 2018, et que l'exploitation débutera en 2018 pour se poursuivre pendant environ 25 ans.

Les installations de production proposées comprennent ce qui suit :

- de six à douze puits de production répartis sur trois plateformes d'exploitation;
- un réseau de conduites d'écoulement en surface;
- une installation de conditionnement du gaz située dans le chenal Kumak;
- un puits de refoulement;
- des éléments d'infrastructure, dont un abri d'urgence et des hélisurfaces.

Shell propose d'entreprendre la construction vers la fin de l'été 2014 en transportant les fournitures et l'équipement par barge jusqu'au camp Farewell (voir la figure 4-1), en prévision des travaux d'hiver. La mise en production devrait survenir à l'été 2018. Le tableau 4-2 montre les principaux travaux de construction et de forage proposés.

Tableau 4-2

Calendrier des principaux travaux au champ de Niglintgak

Activité	Saison et année
Transport par barge des fournitures et de l'équipement jusqu'au camp Farewell	Fin de l'été 2014
Début de la construction des pieux des plateformes d'exploitation, des pieux de support des conduites d'écoulement et des tabliers des plateformes d'exploitation	Hiver 2014-2015
Possibilité de commencer les travaux de forage à la plateforme sud	Hiver 2014-2015
Au besoin, dragage le long du trajet de transport de l'installation de conditionnement du gaz	Été 2015
Construction des conduites d'écoulement, y compris les travaux de forage directionnel à l'horizontale	Hiver 2015-2016
Excavation du site de dépôt de l'installation de conditionnement du gaz et préparation des fondations	Hiver 2016-2017
Transport de l'installation de conditionnement du gaz jusqu'à son site de dépôt	Été 2017
Exécution du programme de forage et de complétion et démobilisation de l'équipement	Hiver 2017-2018
Démarrage de l'exploitation et production	Été 2018

Les installations de production proposées au champ de Niglintgak sont décrites ci-dessous (voir la figure 4-4).

Puits et plateformes d'exploitation

Tous les travaux de forage seraient menés à partir de trois plateformes d'exploitation (nord, centre et sud) aménagées le long du chenal du Milieu du fleuve Mackenzie (voir la figure 4-5). Chaque plateforme serait constituée d'un tablier d'acier monté sur des pieux d'acier.

Dans un premier temps, Shell prévoit forer six puits de production à partir des plateformes. Après leur mise en production, et une fois qu'elle en saura davantage sur le réservoir, elle pourrait forer jusqu'à six puits conditionnels afin d'optimiser la récupération du gaz naturel. Shell a indiqué qu'afin de récupérer le maximum de gaz à l'aide d'un minimum de puits, elle aurait peut-être recours à une production mélangée dans le cas de certains puits. Comme le nom l'indique, cette méthode de production consiste à extraire du pétrole et du gaz de différents gisements ou zones productrices à partir d'un puits commun, sans que la production de chaque gisement ou zone soit mesurée séparément.

Conduites d'écoulement et puits de refoulement

Après son extraction du réservoir, le gaz naturel serait transporté le long de dix kilomètres de conduites d'écoulement isolées, aménagées en surface, jusqu'à une installation de conditionnement du gaz, là où le gaz serait séparé des liquides d'hydrocarbures et de l'eau qu'il contient. L'eau serait acheminée à un puits de refoule-

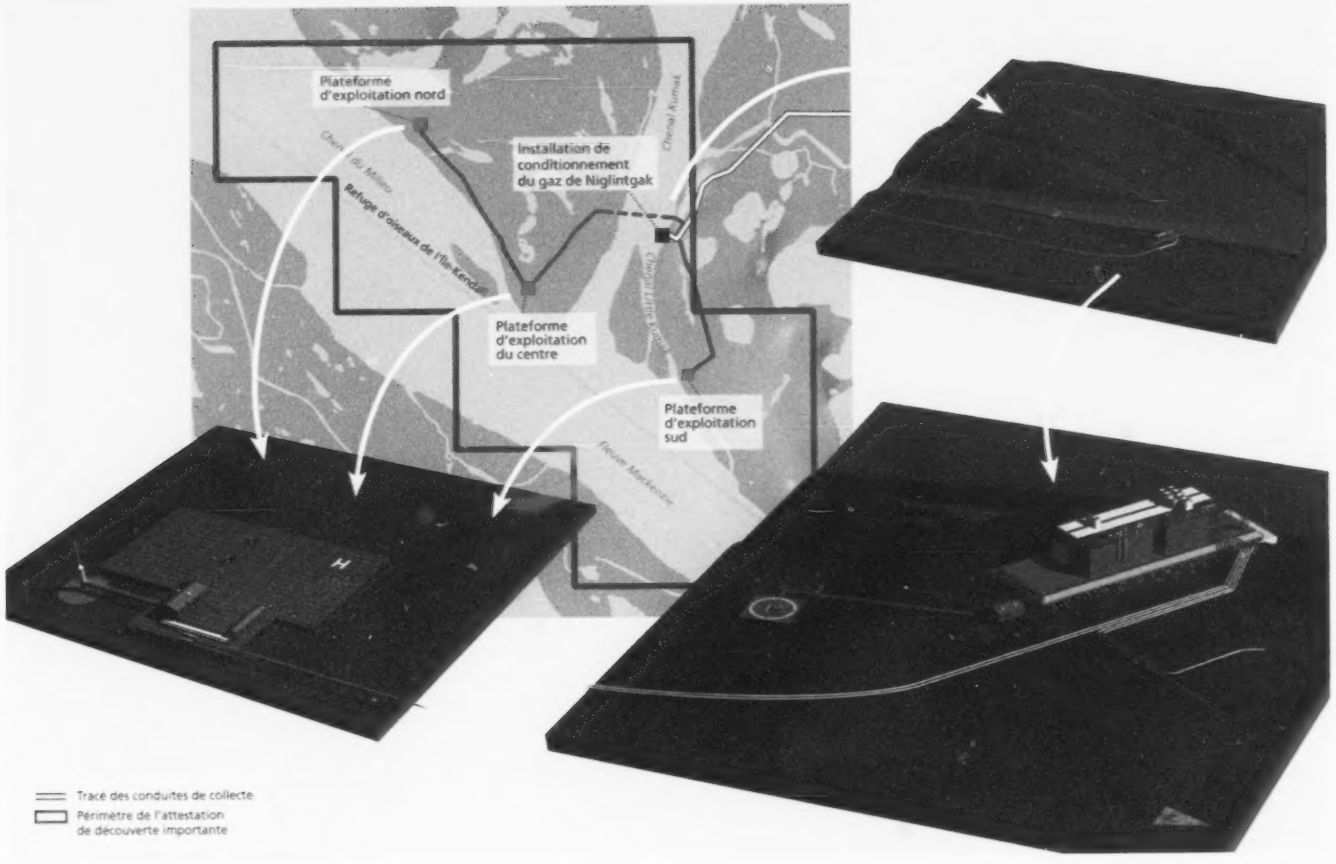


Figure 4-4

Installations de production au champ de Niglintgak

ment situé sur la plateforme d'exploitation sud. Les conduites d'écoulement seraient montées sur des supports verticaux à une hauteur d'au moins 2,2 mètres au-dessus du sol.

Installation de conditionnement du gaz

Telle qu'elle est proposée, l'installation de conditionnement du gaz de Shell serait préfabriquée et posée sur une barge légère en acier renforcé pour les glaces. Ayant une capacité maximum de 4,3 Mm^3/j (150 Mpi^3/j), elle comprendrait plusieurs modules de production servant à :

- séparer le gaz de l'eau libre et des liquides d'hydrocarbures;
- injecter l'eau produite dans un puits de refoulement;
- comprimer et déshydrater le gaz;
- injecter les liquides d'hydrocarbures dans une conduite de gaz marchand;
- refroidir et mesurer le gaz marchand avant qu'il soit pompé dans une canalisation latérale enfouie raccordée au réseau de collecte Mackenzie.

Shell prévoit remorquer la barge porteuse à travers la mer de Beaufort et le long du chenal Little Kumak, dans le delta du Mackenzie, et la déposer dans la plaine inondable du chenal Kumak, à un endroit au nord du chenal Little Kumak. Selon sa conception actuelle, la barge aurait un tirant d'eau de 1,5 mètre et mesurerait 50 mètres de large et 150 mètres de long, soit un peu plus que la taille d'un terrain de soccer. Une fois rendue à sa destination finale, la barge serait installée sur des fondations à pieux d'acier.

Transport par barge

L'installation de conditionnement du gaz serait transportée par barge à travers la mer de Beaufort et le long du fleuve Mackenzie. Durant l'été, les bélugas, les baleines boréales et les phoques annelés séjournent dans la partie sud-est de la mer de Beaufort. Des rencontres avec des groupes de mammifères marins sont possibles, mais elles seraient vraisemblablement de courte durée. Des mesures telles que réduire la vitesse des navires, assurer une surveillance des mammifères à bord des navires pour repérer les troupeaux de baleines boréales et changer de trajectoire afin d'éviter les rencontres avec des mammifères, contribueraient à atténuer les préoccupations à ce chapitre. On ne s'attend pas à ce que le transport entraîne des effets importants sur la qualité de l'eau, puisque aucune opération de dragage n'est prévue.

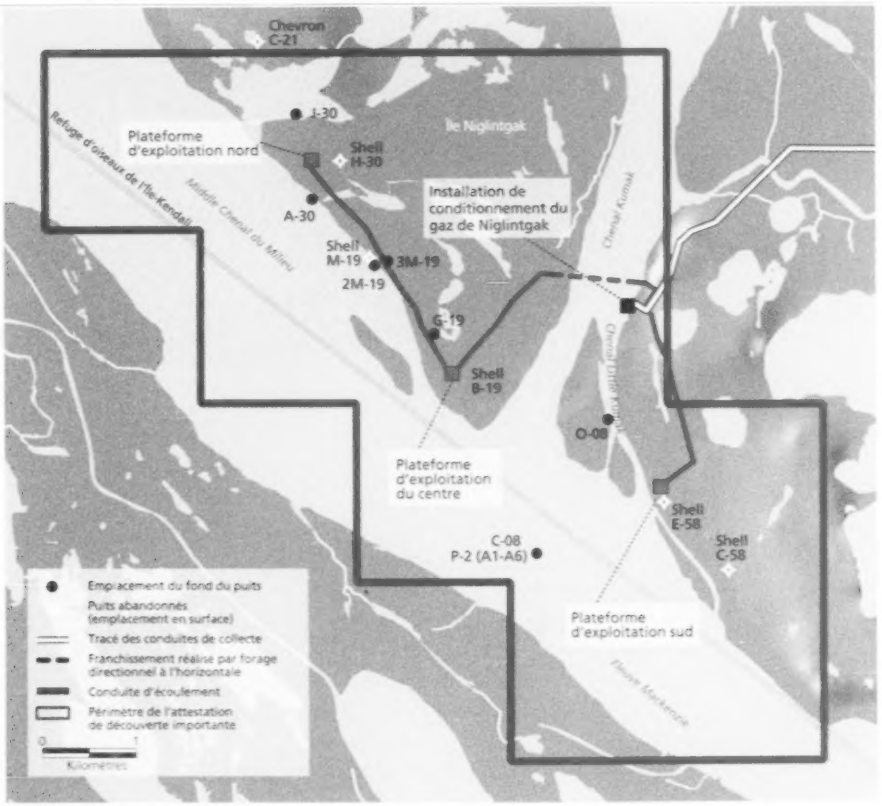
Le trajet que Shell privilégie pour le transport de l'installation de conditionnement du gaz jusqu'à son site de dépôt passe par la baie Kittigazuit (voir la figure 4-1), théâtre de travaux de dragage antérieurs, qui fait partie d'un couloir de navigation existant. Ce choix éliminerait le besoin de draguer les eaux peu profondes à l'embouchure du fleuve Mackenzie. Shell projette d'effectuer des études bathymétriques et, au besoin, d'exécuter d'autres travaux de dragage le long du trajet.

Camp Farewell

Le camp Farewell, qui comprend une piste d'atterrissage, une aire de stockage d'équipement, un site d'accostage de barges et des installations de stockage du carburant, assurerait le soutien des activités de construction et de forage au champ de Niglintgak. Shell en a fait son installation de stockage et de rassemblement du matériel dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Exploité depuis la fin des années 60 à l'appui des programmes d'exploration et de forage dans le Nord, le camp est situé à 15 kilomètres au sud-est du champ de Niglintgak et il peut loger 35 travailleurs et employés de soutien.

Figure 4-5

Carte du champ de Niglintgak



Opinion de l'Office

Nous sommes satisfaits de la démarche générale, du concept et du plan de mise en valeur que Shell a proposés à l'égard du champ de Niglintgak. Nous prenons bonne note du fait qu'à mesure qu'avanceront les travaux de forage et de production de gaz dans les puits prévus, Shell recueillera de nouvelles données géologiques et informations sur les réservoirs qui lui permettront de déterminer la présence d'autres failles et compartiments, et d'établir s'il est nécessaire de recourir à des puits conditionnels. Suivant la condition N18, Shell doit présenter à l'Office national de l'énergie une mise à jour de son plan de gestion des ressources dans les 18 mois suivant le début de la production ou avant le forage de puits conditionnels.

Nous trouvons que le plan conceptuel de Shell, qui consiste à mélanger la production dans certains puits afin d'optimiser la récupération de gaz à partir d'un nombre minimum de puits, est acceptable. L'Office examinera au cas par cas le bien-fondé de recourir à une production mélangée, au cours des opérations de forage et de production, conformément à l'article 66 du*Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*.

La condition N31 prescrit que l'approbation du plan de mise en valeur du champ de Niglintgak aux termes du paragraphe 5.1(4) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* est subordonnée à l'obtention, de la part du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, d'un avis confirmant que Shell s'est acquittée de façon satisfaisante des exigences relatives au plan de retombées économiques, visé à l'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

4.2.2 Enjeux liés au plan de mise en valeur

Au cours de l'audience devant l'Office, les enjeux suivants ont été soulevés relativement à la mise en valeur du champ de Niglintgak :

- questions soulevées par les détenteurs de droits adjacents;
- questions de conception et facteurs géographiques associés au pergélisol, à la subsidence, à la protection contre les crues et au changement climatique;
- qualité de l'air et émissions de gaz à effet de serre;
- bruit occasionné par les travaux et les installations, et empreinte écologique du projet dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall;
- gestion des déchets provenant des travaux de dragage.

Questions soulevées par les détenteurs de droits adjacents

Le 3 novembre 2004, l'Office a émis une déclaration de découverte exploitable à l'égard du champ de Niglintgak, qui englobe des terrains détenus et exploités par plusieurs parties. Shell est seule détentrice de l'attestation de découverte importante SDL019, qui porte sur la plus grande partie du champ (voir la figure 4-6). Une attestation de découverte importante confère à son détenteur le droit de forer des puits et, par la suite, d'obtenir les droits d'exploitation des ressources gazières et pétrolières du sous-sol.

Shell a dressé ses plans de mise en valeur du champ à partir des résultats d'une modélisation du réservoir. Ses modèles indiquent un réservoir plus petit et relativement peu profond comparativement aux deux autres, où les réserves de gaz ne sont qu'à 1 000 mètres environ sous la surface et où une grande partie des réserves se trouvent sous le fleuve Mackenzie et ses tributaires.

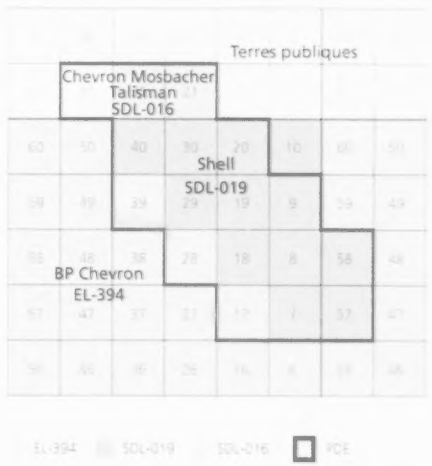
Le réservoir est situé dans la formation géologique mal consolidée de Reindeer Sands et est formé de plusieurs zones séparées par des failles du sous-sol. Pour récupérer le gaz contenu dans le réservoir, Shell propose de forer de six à douze puits à partir des trois plateformes d'exploitation. Les emplacements des plateformes ont été choisis en raison de leur perturbation antérieure par des travaux de forage.

Le gros des activités se dérouleraient sur la plateforme nord, où Shell propose de forer initialement quatre puits de gaz. Au départ, un seul puits de gaz serait foré sur la plateforme du centre, et la plateforme sud comprendrait un puits de gaz et un puits de refoulement pour l'injection d'eau. Pour atteindre les réserves gazières, Shell prévoit effectuer des forages directionnels sous le lit du Mackenzie. La faible profondeur du réservoir limiterait la longueur des puits réalisés par forage directionnel.

Au nord du secteur visé par l'attestation de découverte importante SDL019 se trouve le terrain faisant l'objet de l'attestation de découverte importante SDL016, détenue par Mosbacher

Figure 4-6

Périmètre de découverte exploitable et attestations de découverte importante associés au champ de Niglintgak



Operating Ltd (Mosbacher), Talisman Energy Inc. et Chevron Canada Resources (Chevron), qui est l'exploitante du terrain. Au sud, à l'est et à l'ouest du terrain de Shell se trouve le terrain visé par le permis de prospection EL394[1], dont Chevron et BP Canada Energy Company sont les détentrices, et Chevron l'exploitante.

Chevron et Mosbacher, à titre de détenteurs d'une participation dans des terres adjacentes au champ de Niglintgak, craignent que Shell ne draine des ressources gazières qui leur appartiennent pendant l'exploitation de son terrain. Elles préféreraient que la mise en valeur du champ de Niglintgak se fasse en collaboration avec Shell, en vertu d'un accord d'union ou suivant des modalités d'accès de tiers à des installations communes.

Aux termes d'un accord d'union, les parties pourraient exploiter le champ d'une manière conjointe, en contrepartie d'une part prédéterminée du produit final. Shell s'oppose à l'idée d'un accord d'union. Elle a déclaré, de plus, qu'il n'y avait pas lieu d'ordonner l'exploitation en commun, ou unitaire, du champ aux fins de la prévention de gaspillage, comme le prévoit l'article 38 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, car il n'y aurait pas de gaspillage. La société a argué, par ailleurs, que tout comme elle, Chevron et Mosbacher avaient le droit de forer des puits et de mettre leurs terrains en valeur, mais que ces dernières, contrairement à Shell, avaient choisi de ne pas exercer ces droits. Selon Shell, les terrains de Chevron et de Mosbacher se trouvent sur les limites extérieures du réservoir et il n'y a pas de renseignements suffisants sur leurs réserves de gaz potentielles pour permettre d'engager des discussions significatives au sujet de leur utilisation. Shell croit que la seule façon dont Chevron et Mosbacher peuvent démontrer l'étendue des réserves gazières sous leurs terrains, c'est de forer leurs propres puits. Dans ce contexte, Shell pourrait leur faciliter la tâche en leur donnant accès à ses plateformes d'exploitation, d'où Chevron et Mosbacher pourraient creuser des puits jusqu'à leurs terrains en effectuant des forages directionnels. Shell a indiqué qu'elle pourrait ajuster les dimensions des plateformes d'exploitation proposées pour leur permettre de soutenir des activités de forage supplémentaires, pourvu que toutes les parties puissent s'entendre sur des modalités financières mutuellement satisfaisantes. Si Chevron et Mosbacher optaient pour cette solution, Shell pourrait ajouter 15 mètres aux plateformes pour chaque puits additionnel.

Selon les estimations de Shell, la portée horizontale maximum de puits forés dans le champ de Niglintgak est environ de 1,3 à 1,5 kilomètre. Chevron et Mosbacher pourraient forer un puits jusqu'à leurs terrains adjacents à partir des plateformes d'exploitation nord et du centre de Shell. Si une entente était conclue à l'étape de la conception du projet, Shell envisagerait d'apporter des modifications à ses installations, ce qui comprendrait la construction de franchissements fluviaux additionnels et l'agrandissement des supports structuraux des conduites d'écoulement, en prévision d'une expansion future et pour répondre aux besoins supplémentaires en électricité et en gaz combustible sur les plateformes d'exploitation.

Au moment de la mise en valeur de champs gaziers, les puits de forage sont habituellement positionnés suivant une grille établie d'*unités d'espacement* (ou quadrillage), tel que décrit dans l'*Ébauche des exigences d'espacement*[2] diffusée par l'Office en 2009. L'ébauche prévoit une zone hors cible[3] de 250 mètres destinée à fournir aux détenteurs de droits sur des terrains adjacents la possibilité d'y développer des puits. Tout en affirmant que la zone hors cible est appropriée, Shell a sollicité une modification aux termes de l'Ébauche des exigences d'espacement (2009) afin de pouvoir positionner certains puits de façon optimale.

En plaidoirie finale, Chevron et Mosbacher ont chacune soutenu que le plan de mise en valeur proposé pour le champ de Niglintgak était moins qu'optimal pour ce qui concerne la prévention de gaspillage et ont invoqué à cet égard les articles 18 et 19 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Elles ont fait valoir qu'à défaut d'une exploitation conjointe du champ, il ne fallait pas agréer la modification que Shell avait demandée aux termes de l'*Ébauche des exigences d'espacement* relativement à l'attestation de découverte importante SDL019, car cela exacerberait le drainage des ressources gazières de leurs terrains.

Chevron a prié l'Office d'envisager une condition qui obligerait Shell à concevoir et à dimensionner ses installations de manière à tenir compte des besoins de toute la zone. Elle a aussi demandé l'établissement d'une condition limitant la densité des puits sur toutes les terres de Shell à un maximum d'un puits par unité d'espacement. Enfin, Chevron a sollicité une troisième condition qui obligerait Shell à fournir une marge de recul égale à une unité de quadrillage entre la zone visée par l'attestation de découverte importante SDL019 et les terrains d'autres propriétaires.

[1] Le permis de prospection EL394 a expiré et le permis de production PL25 a été délivré le 17 septembre 2008 à l'égard des sections 17, 28 et 39. Actuellement, MGM Energy Corp. est l'indivisaire désigné du permis de production PL25.

[2] L'*Ébauche des exigences d'espacement*, diffusée le 31 décembre 2009, remplace l'Ébauche de règlement sur les unités d'espacement.

[3] La zone hors cible de 250 mètres remplace la marge de recul égale à une unité de quadrillage que prévoyait l'Ébauche de règlement sur les unités d'espacement.

Mosbacher a proposé, quant à elle, que l'Office établisse une condition exigeant que Shell inclue dans son plan de mise en valeur toutes les terres visées par l'attestation de découverte importante SDL016 qui font partie du périmètre de découverte exploitable de Niglintgak. Deuxièmement, elle a demandé que l'Office impose comme condition que Shell examine à fond la possibilité de conclure des ententes de production conjointe avec d'autres parties intéressées. La troisième condition que demandait Mosbacher obligerait Shell à mettre de l'espace à la disposition d'autres parties sur ses plateformes d'exploitation, à des conditions commerciales raisonnables, de sorte que Mosbacher et d'autres parties intéressées aient la possibilité de forer des puits additionnels au moment voulu.

Opinion de l'Office

Nous estimons que si les détenteurs de droits dans les terrains adjacents souhaitent mettre leurs terres en valeur, il serait à l'avantage de toutes les parties concernées d'adopter une démarche conjointe et collaborative pour le développement du champ de Niglintgak. Entre autres avantages, cela réduirait au minimum les redondances dans les installations ainsi que l'empreinte écologique des travaux d'exploitation dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Nous croyons également qu'une mise en valeur conjointe doit idéalement reposer sur des négociations commerciales et des accords conclus librement par les parties en cause. Il est à noter que les dispositions de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* concernant l'union obligatoire[4] ne sont pas encore en vigueur, mais que si elles l'étaient, l'union obligatoire exigerait la participation de Shell puisqu'elle détient une grande partie des terres comprises dans le périmètre de découverte exploitable de Niglintgak. Shell a déclaré qu'elle tient à ce que Chevron et Mosbacher forent des puits sur leurs terrains pour faire la preuve de leur productivité, avant d'entamer des discussions sérieuses au sujet de l'exploitation conjointe ou unitaire du champ de Niglintgak. Sous ce rapport, la condition N2 exige que Shell conçoive les plateformes d'exploitation nord, sud et du centre au champ de Niglintgak de façon à ce que chacune de celles-ci puisse être agrandie pour permettre à de tierces parties d'y forer au moins un puits. Dans la mesure où les parties concernées peuvent s'entendre sur les modalités commerciales, dont l'aspect temporel, cette condition donnerait à Chevron et à Mosbacher la possibilité de forer des puits directionnels pour délimiter la portion du champ qui se trouve sur leurs terrains respectifs, tout en produisant une empreinte écologique minime dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall.

Comme il n'existe actuellement aucune entente de production conjointe entre Shell et les détenteurs de l'attestation de découverte importante SDL016, l'Office estime sans fondement la condition proposée par Mosbacher, soit enjoindre à Shell d'inclure dans son plan de mise en valeur toutes les sections de l'attestation de découverte importante SDL016 qui se trouvent dans le périmètre de découverte exploitable de Niglintgak. Comme il a été mentionné, le forage de puits par Chevron et Mosbacher constitue la première étape à franchir avant que des discussions sérieuses concernant la production conjointe puissent avoir lieu. À défaut de forer des puits sur leurs terrains, les détenteurs de droits dans les terrains adjacents sont dans l'impossibilité de prendre des engagements au sujet de volumes déterminés dans le contexte de l'accès par des tiers aux installations de Shell. Ainsi, l'Office n'est pas convaincu de l'à-propos de la condition de Mosbacher voulant que Shell examine à fond la possibilité de conclure des ententes de production conjointe avec d'autres parties intéressées, ni de celle de la condition proposée par Chevron, exigeant que Shell conçoive et dimensionne ses installations de manière à tenir compte des besoins de toute la zone dans le cadre de son plan de mise en valeur.

En l'absence d'ententes de mise en valeur conjointe, l'Office croit que l'*Ébauche des exigences d'espacement* convient en l'espèce et qu'elle offre une démarche qui concilie l'optimisation de la récupération du gaz, d'une part, avec la protection des droits corrélatifs des détenteurs de terrains adjacents. Suivant la condition N19, Shell doit se conformer à l'*Ébauche des exigences d'espacement* (2009). Chevron ne nous a pas convaincus qu'il faudrait prévoir une marge de recul égale à une unité de quadrillage entre la zone visée par l'attestation de découverte importante SDL019 et les terrains d'autres propriétaires. Nous trouvons que la zone hors cible de 250 mètres fixée pour les puits gaziers est convenable, d'autant plus qu'elle est conforme aux marges de

[4] L'entrée en vigueur des dispositions concernant l'union obligatoire (articles 39 à 47) a été différée lors de l'adoption de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Ces dispositions prévoient que le ou les détenteurs d'une participation directe dans un gisement qui sont parties à un accord d'union et à un accord d'exploitation unitaire et propriétaires au total de 65 % ou plus des intérêts économiques directs dans un secteur unitaire doivent demander un arrêté d'union à l'appui de tels accords.

recul que prévoit la réglementation de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Yukon.

L'*Ébauche des exigences d'espacement* impose une limite d'un puits producteur dans toute unité d'espacement adjacente à des terrains détenus par d'autres propriétaires, mais il n'y a pas d'exigence concernant une zone hors cible et plus d'un puits producteur est permis dans les unités d'espacement non adjacentes aux terrains d'autres propriétaires[5]. Par conséquent, Chevron ne nous a pas persuadés de restreindre la densité de puits à un maximum d'un puits par unité d'espacement sur toutes les terres de Shell.

Suivant l'*Ébauche des exigences d'espacement* (2009), Shell n'aurait pas à solliciter une modification à l'égard des emplacements de puits préliminaires qu'elle a proposés. L'Office examinerait toute demande future de modification au moment où elle lui serait présentée et l'évaluerait au regard de l'*Ébauche des exigences d'espacement* (2009) ou de toute ordonnance concernant l'espacement des puits qui l'aurait remplacée.

Nous croyons que le plan de production proposé convient pour un champ de gaz classique tel que celui de Niglintgak. La mise en place de la condition N19 exigeant que Shell se conforme à l'*Ébauche des exigences d'espacement* (2009) garantit que les détenteurs de l'attestation de découverte importante SDL016[6] et du permis de production PL25 auront la possibilité de forer des puits et de mettre leurs terres en valeur. Selon nous, il n'y a pas de motifs suffisants pour conclure que e plan de mise en valeur de Niglintgak est moins qu'optimal pour ce qui concerne la réduction du gaspillage[7], comme Chevron et Mosbacher le laissent entendre.

[5] Partie IV de l'Ébauche des exigences d'espacement (2009).

[6] Les terrains visés par l'attestation de découverte importante SDL016 peuvent faire l'objet d'un permis de production du'ils faisaient partie de la déclaration de découverte exploitable émise par l'Office national de l'énergie le 16 septembre 2004.

[7] Tel que ce terme s'entend à l'article 18 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Questions de conception et facteurs géographiques

Pergélisol

Le champ de Niglintgak se trouve dans une zone de pergélisol discontinu intermédiaire. L'exploitation de puits peut libérer du gaz naturel chaud et faire circuler des liquides chauds, comme les fluides de réservoir et de forage, créant le risque de faire fondre le pergélisol. Le dégel du pergélisol peut modifier le paysage.

Pour limiter les perturbations du pergélisol, Shell propose d'espacer les puits d'au moins 15 mètres et d'appliquer une gamme d'autres mesures d'atténuation afin de prévenir le dégel du pergélisol sous l'action des fluides chauds produits par l'exploitation des puits. De plus, les plateformes d'exploitation seraient aménagées sur un tablier d'acier surélevé, tandis que les conduites d'écoulement seraient isolées et montées sur des supports.

Une des raisons qui ont incité Shell à choisir le site de dépôt proposé pour l'installation de conditionnement du gaz est le fait qu'il repose sur du pergélisol, ce qui offre diverses possibilités pour les travaux d'excavation. L'approche qu'elle privilégie combine des travaux d'excavation mécanique durant l'hiver et le dragage du site en été. Une fois l'installation de conditionnement en place, le site serait isolé du chenal à l'aide d'un barrage et drainé afin de permettre au pergélisol de se rétablir naturellement.

Le saviez-vous?

Forage directionnel à l'horizontale

Le forage directionnel à l'horizontale est une méthode qui consiste à poser des pipelines et d'autres installations de service public sous le lit de rivières, de cours d'eau et de chenaux, ou en dessous de routes et d'autres obstacles, sans le recours à un fossé et avec un minimum de perturbations en surface. Un appareil de forage muni d'une tête de forage orientable creuse un passage souterrain pour le pipeline ou l'installation. Le passage est ensuite agrandi au diamètre voulu, et le tube ou l'installation est passé à travers par traction.

En raison de l'emplacement de l'installation de conditionnement du gaz, les conduites d'écoulement partant des plateformes d'exploitation nord et du centre auraient à franchir le chenal Kumak, sur une distance d'environ un kilomètre. Une étude de faisabilité concernant l'exécution d'un forage directionnel à l'horizontale (FDH) a révélé que le chenal Kumak est entouré d'un pergélisol riche en glace et instable au dégel, mais que le franchissement peut être réalisé avec succès moyennant l'application de mesures d'atténuation, comme l'utilisation de fluides de forage refroidis, pour prévenir la fonte du pergélisol.

Comme solution de rechange à un FDH, Shell envisagerait de construire un franchissement par tranchée pour le passage des conduites d'écoulement, qui serait situé environ 900 mètres en aval du site proposé du franchissement par FDH, en bordure du chenal Little Kumak.

Opinion de l'Office

Nous sommes satisfaits de l'approche générale que Shell a adoptée à l'égard de la protection du pergélisol au cours de la mise en valeur du champ de Niglintgak. Étant donné que des fluides chauds circulent de haut en bas du trou du puits pendant le forage et la production, il importe, pour des motifs de sécurité et de protection environnementale, de prévenir la coalescence des bulbes de dégel dans le pergélisol qui peuvent se former autour du trou de forage. La condition N3 prescrit que l'espacement inter-puits sur les plateformes d'exploitation du champ de Niglintgak doit être d'au moins 15 mètres, à moins que Shell n'adopte des mesures d'atténuation agréées par l'Office.

Selon nous, le concept préliminaire de forage directionnel à l'horizontale que Shell a présenté est satisfaisant. Nous soulignons que ce concept de FDH n'a été employé qu'une fois auparavant dans des régions pergélisolées, ce qui augmente le risque de problèmes imprévus pendant les travaux d'installation. Nous sommes en faveur de l'emploi de boues de forage à température contrôlée pour réaliser les franchissements par forage directionnel à l'horizontale. Si cette solution s'avère impossible, nous rappelons que l'utilisation d'agents réducteurs du point de congélation peut avoir des effets à long terme indésirables sur la stabilité des pentes et qu'il faut bien examiner cette option avant d'y recourir lors d'un forage directionnel à l'horizontale. Selon la condition N7, Shell doit fournir une analyse des risques et un plan d'urgence visant expressément le franchissement par FDH, des schémas détaillés de conception finale du franchissement par FDH proposé et du franchissement à ciel ouvert éventuel, un programme de surveillance concernant la stabilité des pentes, l'affouillement du lit de cours d'eau, les aufeis, l'obstruction du drainage et les problèmes d'érosion au point de franchissement, ainsi que la preuve qu'elle a tenu des consultations avec les organismes de réglementation et ministères gouvernementaux compétents.

Subsidence

Le réservoir du champ de Niglintgak est situé dans la formation de Reindeer Sands, formée il y a 60 millions d'années au Tertiaire précoce. Lorsque le gaz naturel du champ de Niglintgak est extrait de la formation mal consolidée de Reindeer Sands, le sable pourrait se compacter et provoquer un affaissement à la surface du réservoir. C'est ce qu'on appelle la subsidence. Si le phénomène de subsidence se produit, le champ de Niglintgak, qui est situé dans la plaine d'inondation active du delta du Mackenzie, peut devenir plus vulnérable aux crues. Les terrains bas de l'île Niglintgak connaissent déjà des crues printanières annuelles, lorsque les niveaux d'eau augmentent dans les lacs, les rivières et leurs tributaires à la grandeur du delta.

Shell a prédit que la subsidence à la surface atteindrait au plus 0,45 mètre au milieu du réservoir, qui correspond au centre du chenal du Milieu. La subsidence au site de dépôt de l'installation de conditionnement du gaz a été évaluée à 0,15 mètre. Shell a indiqué qu'elle envisage d'établir des cibles de localisation au moyen d'un système de positionnement global à chacun des sites de forage, à l'installation de conditionnement du gaz, aux emplacements des conduites d'écoulement et à un certain nombre d'endroits repères afin de surveiller la subsidence.

Dans la recommandation 6-10 de son rapport, la Commission d'examen conjoint a prié l'Office d'exiger que Shell lui présente un programme de surveillance de la subsidence et des inondations attribuables à l'extraction d'hydrocarbures au champ de Niglintgak. En réponse aux recommandations formulées dans le rapport de la Commission d'examen conjoint, les promoteurs, dans une lettre datée du 28 janvier 2010, ont soutenu que l'Office devrait rejeter ladite recommandation car sa condition proposée n° 7 (en date du 5 février 2007) concernant le champ de Niglintgak était suffisante à leur avis. D'après eux, il ne serait vraisemblablement pas possible, techniquement, de surveiller les inondations dues à l'extraction d'hydrocarbures à cause de la quasi-impossibilité de les distinguer des crues naturelles. Les promoteurs ont affirmé que les crues sont un phénomène annuel naturel dans la région de Niglintgak.

En plaidoirie, Environnement Canada a proposé que l'Office révise la condition pour :

- préciser et améliorer les exigences de consultation;
- exiger qu'on surveille les inondations causées par la subsidence en vue de déterminer la perte d'habitat de nidification;
- exiger qu'on surveille la compaction du réservoir afin de distinguer la subsidence engendrée par le projet des changements naturels dans l'élévation du terrain;
- permettre d'appliquer les technologies qui s'avèrent les plus appropriées dans les circonstances du moment, y compris la détection aérienne et à distance.

En réplique, Shell a proposé dans sa plaidoirie que les expressions *pratiques de gestion exemplaires* et *meilleures techniques existantes* soient utilisées dans le libellé de la condition en ce qui touche la surveillance.

Opinion de l'Office

Nous croyons qu'il sera important de suivre et de confirmer les estimations que Shell a faites de la subsidence attribuable à l'extraction d'hydrocarbures, car le champ de Niglintgak est situé dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et le théâtre d'un des premiers projets de mise en valeur proposés dans le delta du Mackenzie où il est prévu que l'extraction de gaz sera une cause de subsidence. Dans la condition N4, l'Office exige que Shell lui présente un programme visant à mesurer quantitativement et à surveiller la subsidence cumulative ainsi qu'à surveiller les crues pendant la vie utile du champ.

Environnement Canada a indiqué qu'il était nécessaire de surveiller la compaction du réservoir afin de distinguer la subsidence engendrée par le projet des changements naturels dans l'élévation du terrain. La condition N4 exige que des repères d'élévation soient placés à l'extérieur de la zone projetée de subsidence due à l'extraction du gaz. Nous croyons que ces repères d'élévation serviront de points de référence ou de contrôle pour recueillir des données permettant d'estimer la subsidence naturelle. Nous ne sommes pas convaincus qu'il soit nécessaire de surveiller la compaction du réservoir.

Nous sommes d'accord avec Environnement Canada que la condition devrait permettre d'utiliser les techniques qui s'avèrent les plus appropriées dans les circonstances du moment. Ceci rejoint la suggestion de Shell voulant qu'on insère les expressions *pratiques de gestion exemplaires* et *meilleures techniques existantes* dans le libellé de la condition. Ainsi, la condition N4 a été modifiée en conséquence.

Nous acceptons la suggestion d'Environnement Canada voulant que les exigences de consultation soient précisées et améliorées, et la condition N4 a été révisée en conséquence.

Protection contre les crues et changement climatique

Pour ce qui concerne la protection contre les crues, Shell a estimé une valeur maximum pour la subsidence causée par l'extraction du gaz et a ajouté l'effet de facteurs tels que le niveau maximum prévu des crues, la montée du niveau de la mer en raison du réchauffement climatique, l'accroissement de la sévérité des ondes de tempête, le dégel du pergélisol et la hauteur maximale des vagues. Elle a tenu compte de l'ensemble de ces facteurs dans la conception préliminaire des plateformes d'exploitation, des conduites d'écoulement et de l'installation de conditionnement du gaz montée sur barge. Shell a déterminé que la subsidence causée par le dégel du pergélisol dans des zones vulnérables aux crues était environ dix fois moins importante que celle entraînée par l'extraction du gaz et que, par conséquent, la subsidence attribuable au dégel du pergélisol n'était pas significative.

La subsidence au site de dépôt original de l'installation de conditionnement du gaz a été évaluée à 0,15 mètre. Shell a déterminé que la hauteur de calcul de la substructure de l'installation de conditionnement du gaz devrait être de 5,75 mètres, valeur qui tient compte de la subsidence, du tassement des fondations, du niveau maximum des crues, de la montée du niveau de la mer, des ondes de tempête et des crêtes des vagues, et inclut une marge de 0,3 mètre à titre de protection supplémentaire (voir la figure 4-7). Les plateformes d'exploitation se situeraient à une hauteur de 3 à 4 mètres au-dessus du niveau du sol et les conduites d'écoulement seraient surélevées d'au moins 2,2 mètres au-dessus du sol.

Shell estime avoir été prudente dans son estimation des effets du dégel du pergélisol

lorsqu'elle a déterminé la hauteur de calcul de ses installations. Si jamais les eaux du fleuve Mackenzie devaient menacer les installations, elle envisagerait d'apporter des modifications aux installations et aux conduites d'écoulement, telles que :

- accroître la hauteur des plateformes portant l'équipement et des conduites d'écoulement;
- accroître le nombre de points d'ancrage des conduites d'écoulement et de certains équipements du chantier de forage, comme les réservoirs;
- ériger une barrière anti-crues autour du périmètre des installations à la hauteur du tablier;
- accroître la profondeur de la substructure et l'élévation des installations sur la barge;
- installer des barrières anti-glace.

Le réchauffement climatique mondial et régional pourrait entraîner une élévation du niveau de la mer et influer sur le régime climatique. Le champ de Niglintgak est situé dans les terres basses du delta du Mackenzie, à proximité de la mer de Beaufort. D'aucuns ont exprimé la crainte que les crues saisonnières et les ondes de tempête pourraient nuire aux installations pendant la vie utile du projet. Shell a produit une preuve indiquant que les installations seraient placées à une hauteur suffisante pour les mettre à l'abri des ondes de tempête et des crues, même si le niveau de la mer montait.

Le Sierra Club du Canada se préoccupait du peu de travaux de recherche jugés par les pairs que Shell avait consultés au sujet des effets du changement climatique, spécialement dans le delta du Mackenzie pendant la vie utile de 30 ans du projet, au moment de concevoir les installations de Niglintgak. Il a souligné que les effets du changement climatique sur le pergélisol, la montée du niveau de la mer et la sévérité des crues sont des éléments d'incertitude dans l'optique de la conception du projet. Il a fait référence à l'Évaluation de l'impact du changement climatique dans l'Arctique, préparée sous l'égide de l'International Arctic Science Committee, qui souligne que l'Arctique subit des changements climatiques plus rapides et plus importants que partout ailleurs dans le monde, dont la disparition de la glace marine, qui peut entraîner une augmentation de la grosseur des vagues et des ondes de tempête.

Shell a soutenu que l'impact direct de la montée du niveau de la mer sur une période de 30 ans devrait se limiter à 0,1 m. Cette assertion repose sur des recherches réalisées par la Environmental Protection Agency des États-Unis (septembre 1995) et par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, en 2001. Ces travaux de recherche font une analyse exhaustive de tous les paramètres qui pourraient influer sur la montée du niveau de la mer sous l'effet du changement climatique. Shell a fait remarquer que la variation du niveau moyen annuel de la mer, enregistrée à Tuktoyaktuk entre 1971 et 2005, indique que les changements sont de faible importance (moins de 0,1 mètre en 35 ans). Shell estime que les travaux de recherche susmentionnés et les données d'Environnement Canada corroborent son opinion selon lequel l'impact direct de la montée du niveau de la mer au cours d'une période de 30 ans ne devrait pas dépasser 0,1 mètre, mais qu'il faut aussi tenir compte d'un accroissement de la sévérité des ondes de tempête. La société a indiqué qu'elle étudierait toutes les preuves et données disponibles, et que si cette information l'amenait à des conclusions différentes, il lui faudrait accroître les marges de

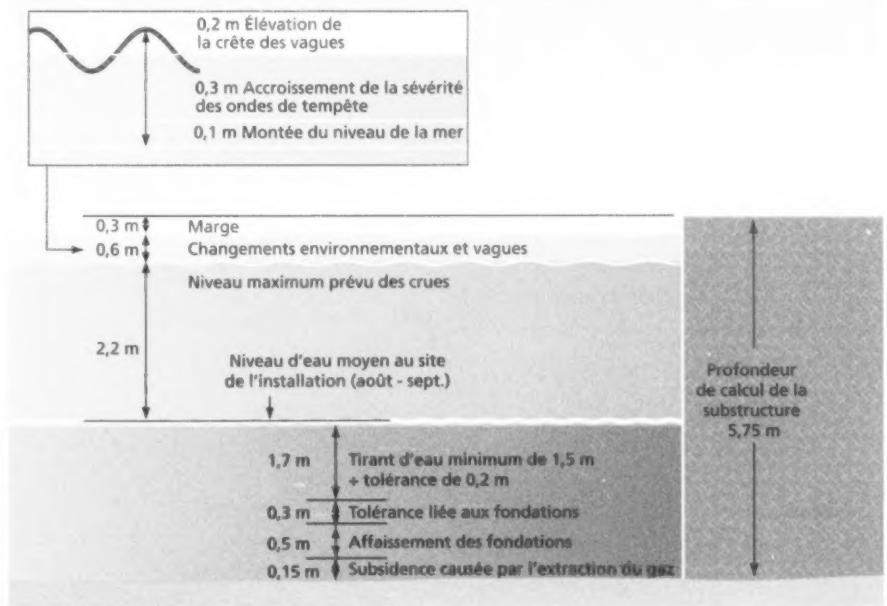


Figure 4-7

Hauteur de calcul de la substructure des installations de Niglintgak

Note : Selon les données de conception préliminaire

calcul utilisées dans la conception des installations, ce qu'elle ferait. Ainsi, la conception des installations incorporera des mesures de gestion adaptative et d'atténuation, s'il y a lieu.

D'une manière générale, la Commission d'examen conjoint estimait que Shell avait tenu compte du changement climatique dans la conception du projet. Néanmoins, elle a recommandé que l'Office national de l'énergie ajoute une condition supplémentaire au certificat pour exiger que Shell présente des plans de conception finale incorporant une analyse plus poussée des effets du changement climatique sur le pergélisol et la stabilité du terrain au cours de la durée de vie théorique du projet et après la cessation d'exploitation. La Commission d'examen conjoint jugeait que cette analyse devrait être effectuée à l'égard d'une série d'endroits représentatifs, de conditions et de types de terrain et qu'elle devrait prendre en compte la variabilité du climat, notamment les scénarios de température de limite supérieure, pour traduire toute la gamme des futures conditions de température, y compris la variabilité et les extrêmes, ainsi que l'impact de cette variabilité sur les régimes d'écoulement fluvial. La Commission d'examen conjoint a précisé que les résultats de ces travaux devraient être reflétés dans les plans de surveillance, d'atténuation et de gestion adaptative. Elle jugeait, par ailleurs, que Shell devrait présenter cette analyse à d'autres régies compétentes en temps utile pour leur permettre d'en prendre connaissance et de présenter leurs conclusions à l'Office national de l'énergie.

En plaidoirie finale, Affaire indiennes et du Nord Canada a laissé entendre que les promoteurs devraient montrer comment ils avaient tenu compte des scénarios de température de limite supérieure dans la conception des installations. La question du changement climatique est traitée plus en détail au chapitre 6 dans l'optique de la conception du projet.

Opinion de l'Office

Nous sommes satisfaits des estimations touchant le changement climatique dont Shell s'est servie dans la conception du projet. Vu l'incertitude des prédictions en cette matière et l'âge des études et données qu'elle a utilisées, il serait prudent d'évaluer la conception sous l'éclairage des scénarios de température de limite supérieure, tel que le propose la Commission d'examen conjoint. Comme le nom l'indique, ces scénarios seraient moins susceptibles de se réaliser que ceux dont Shell s'est inspirée pour concevoir le projet.

Suivant la condition N8, Shell doit produire des données de conception finale détaillée qui comprennent une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour l'installation de Niglintgak supposant des scénarios possibles de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser pendant la vie utile des installations. De plus, Shell doit fournir des renseignements sur l'effet possible des scénarios en question du point de vue de la configuration des précipitations, de la montée du niveau de la mer, de la sévérité des ondes de tempête, de l'activité glacielle et du niveau des crues, y compris leur incidence sur la conception des franchissements de cours d'eau. Nous estimons que pour la conception des installations du champ, il y aurait lieu de consulter des ministères tels qu'Environnement Canada, Affaires indiennes et du Nord Canada et Ressources naturelles Canada afin de profiter de leur expertise.

Qualité de l'air

L'air dans le Nord est réputé d'excellente qualité et les habitants de la région tiennent absolument à ce qu'il en demeure ainsi. Environnement Canada et les promoteurs étaient d'accord que l'air est de bonne qualité dans la zone d'implantation du projet et, comme l'ont fait d'autres régies gouvernementales, ils ont souligné le besoin de « protéger les régions non polluées ». Ce principe implique que les nouveaux projets de développement industriels soient « planifiés, construits et exploités de manière à réduire au minimum la dégradation de la qualité de l'air dans de telles régions »

En ce qui touche la qualité de l'air, les enjeux liés au projet comprenaient les émissions provenant du pipeline et des champs de développement, les activités de surveillance et les émissions de gaz à effet de serre, dans le contexte du changement climatique. La Commission d'examen conjoint a indiqué que l'Office national de l'énergie serait responsable au premier chef de la réglementation des émissions atmosphériques du projet et qu'Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest joueraient un rôle consultatif à cet égard. Elle s'est inclinée devant le savoir-faire et l'expérience de l'Office pour ce qui est de réglementer les aspects interprovinciaux des activités de l'industrie gazière et pétrolière et du secteur de l'électricité, y compris les questions environnementales. Elle a aussi souligné les vastes connaissances environnementales et régionales qu'Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pouvaient apporter dans l'examen du projet.

Les émissions atmosphériques peuvent tenir aux effets spécifiques du projet associés aux travaux de construction, à l'exploitation et à l'incinération des déchets. L'incidence sur la qualité de l'air

peut aller de locale à régionale dans le cas des matières particulaires et du dioxyde de soufre, ou être de portée mondiale lorsqu'il s'agit de gaz à effet de serre. Des émissions seraient produites à l'étape de la construction, par le brûlage à la torche intermittent effectué durant les essais de puits au champ de Niglintgak.

La question des émissions est examinée plus en détail au chapitre 3 en ce qui a trait au pipeline et traitée au chapitre 6 dans l'optique de la conception des installations.

Dans son rapport, la Commission d'examen conjoint a indiqué que les données de référence des promoteurs étaient une compilation de données historiques et des résultats d'activités de surveillance de la qualité de l'air menées pendant un an à proximité des collectivités d'Inuvik et de Norman Wells, et de façon périodique aux champs gaziers de Parsons Lake et de Taglu. D'après les données de surveillance des promoteurs et d'autres sources, la concentration de fond en polluants atmosphériques est généralement en deçà des seuils de détection ou des limites définies dans les lignes directrices pertinentes. Seul l'ozone fait exception à la règle, des niveaux de fond relativement élevés de ce gaz ayant été relevés à Inuvik et Norman Wells. Les promoteurs ont indiqué que l'on attribue la présence de niveaux élevés d'ozone à haute altitude dans l'hémisphère Nord à l'intrusion de l'ozone stratosphérique dans les couches plus basses de l'atmosphère. Ils ont déclaré que toutes les concentrations au sol de composés dégagés pendant l'exploitation, soit aux champs de gaz, à l'installation de la région d'Inuvik et aux sites des stations de chauffage et de compression, allaient augmenter, mais qu'elles demeureraient inférieures aux limites prescrites dans les lignes directrices fédérales et territoriales pertinentes partout dans la zone de production et le long du corridor du pipeline.

Environnement Canada a recommandé que les promoteurs conçoivent et mettent en œuvre, avec son concours, des programmes adéquats de surveillance de la qualité de l'air. Ce ministère a centré ses recommandations sur la prévention de la pollution et sur l'emploi de pratiques de gestion exemplaires et des meilleures techniques existantes afin de prévenir la dégradation de la qualité de l'air dans la mesure du possible. Le lecteur trouvera au chapitre 6 de plus amples informations concernant l'application de ces principes.

Les aînés et les exploitants Deh Cho ont déclaré que le projet doit être conçu de manière à réduire au minimum son incidence sur la qualité de l'air, et que des programmes de surveillance doivent être mis en place pour vérifier les prédictions concernant les émissions et les impacts. Au besoin, il faudra prendre rapidement des mesures correctives pour éviter qu'une dégradation de la qualité de l'air se répercute sur le sol et la faune.

Émissions de gaz à effet de serre

Les parties s'inquiétaient de l'incidence du projet du point de vue du changement climatique, surtout à la lumière des efforts que le Canada déploie à titre de membre de la communauté internationale en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du *Protocole de Kyoto*.

Le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde d'azote comptent parmi les émissions de gaz à effet de serre qui seraient produites par le projet, et chacun de ces composés exerce une action différente sur le changement climatique. Pendant l'exploitation, le brûlage de gaz naturel par des sources de combustion, comme les compresseurs, et le rejet de gaz méthane au cours des procédures normales d'évacuation dans l'air et à partir de fuites mineures (émissions fugitives) seraient des sources de gaz à effet de serre. Les émissions atmosphériques sont examinées plus à fond au chapitre 6 du point de vue de la conception des installations.

Alternatives North a soutenu que l'Office national de l'énergie et le gouvernement du Canada sont investis du mandat de protéger l'intérêt public, ce qui les oblige à tenir compte des émissions de gaz à effet de serre.

Ecology North jugeait que la meilleure protection possible pour ce qui est de réduire au minimum les émissions en amont de gaz à effet de serre associées au projet consiste dans l'application de normes d'émissions rigoureuses, conçues spécialement pour le projet, qui sont fondées sur une définition solide des meilleures techniques existantes et étoffées par des pénalités infligées dans les cas où les normes ou les limites cibles du projet ne sont pas respectées.

Le Sierra Club du Canada a soutenu que l'on doit fixer des objectifs d'émissions précis et qu'il ne suffit pas d'en laisser l'initiative aux promoteurs. Selon lui, ces objectifs devraient au moins égaler la cible générale préconisée dans la recommandation 8-8 de la Commission d'examen conjoint.

Opinion de l'Office

Nous comprenons que l'air pur est de prime importance dans le Nord et qu'il faut envisager la qualité de l'air dans une optique cumulative. Nous nous rendons compte également de la nécessité de réduire autant que possible les émissions de gaz à effet de serre que produirait le projet. La Commission d'examen conjoint nous a adressé plusieurs recommandations concernant la qualité de l'air et les émissions atmosphériques. Nous avons tenu compte des enjeux touchant la qualité de l'air par le biais d'un certain nombre de conditions auxquelles devra complaire le projet gazier Mackenzie. Ces conditions demandent que les promoteurs prennent les mesures voulues pour réduire les émissions atmosphériques au minimum et préserver la qualité de l'air. Connaissant l'expertise environnementale et régionale qu'ils peuvent apporter dans ce dossier, nous tenons à travailler de concert avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour protéger l'air pur du Nord.

Les conditions N14 et N16 portent sur les technologies propres à réduire les émissions, sur l'adoption de pratiques de gestion exemplaires et des meilleures techniques existantes, ainsi que sur la conception des installations. Suivant la condition N15, Shell doit présenter un rapport qui évalue les émissions provenant des incinérateurs exploités dans les baraquements et les stations. Les pratiques et techniques adoptées doivent figurer dans le plan de gestion des déchets exigé à la condition N12. Aux termes de la condition N17, Shell doit réduire au minimum ou limiter les émissions associées au brûlage à la torche. Les conditions concernant les émissions atmosphériques sont traitées plus en détail au chapitre 6 dans l'optique de la conception des installations.

La surveillance de la qualité de l'air s'inscrit dans le contexte de la surveillance globale de l'environnement au moyen d'un système de gestion environnementale. La gestion environnementale consiste à mettre en place des systèmes pour maîtriser les effets du projet sur l'environnement et ceux de l'environnement sur le projet, dans le but ultime de réduire au minimum les impacts négatifs. La gestion adaptative est un processus systématique qui tend vers l'amélioration continue des pratiques de gestion grâce aux enseignements tirés des résultats obtenus.

La surveillance environnementale est une facette importante de la gestion environnementale, car elle alimente directement les processus de gestion adaptative grâce à l'observation et à l'évaluation des effets et permet de modifier ou d'étoffer les mesures d'atténuation, selon les besoins, afin de limiter l'ampleur des effets sur l'environnement ou les inverser. La surveillance environnementale peut englober ce qui suit :

- la surveillance de la conformité, pour établir que toutes les mesures d'atténuation environnementales sont mises en œuvre telles qu'elles sont présentées dans le plan de protection de l'environnement et les cartes-tracés environnementales et que le travail est effectué en conformité avec la réglementation environnementale;
- la surveillance des effets, pour évaluer les conséquences des interactions entre le projet et l'environnement de même que l'efficacité des mesures d'atténuation approuvées. Cet aspect est examiné plus longuement à la section 3.3.6.

Shell est censée appliquer des programmes de protection environnementale, de surveillance et de suivi qui font de la protection de l'environnement un objectif de premier plan. Un programme de surveillance peut :

- mettre en lumière tous les enjeux ou éventuels sujets de préoccupation qui peuvent nuire à la protection de l'environnement;
- proposer des méthodes à suivre pour élaborer des mesures propres à prévenir ou à atténuer les effets des enjeux cernés;
- prévoir la surveillance continue des sites afin d'évaluer le succès des mesures d'atténuation prises;
- fournir des mécanismes pour l'application de mesures d'atténuation complémentaires, selon les besoins;
- inclure un processus de rétroaction qui permet d'adapter à de futurs projets pipeliniers les mesures d'atténuation qui se sont avérées fructueuses.

Les programmes de surveillance peuvent comporter des buts et des objectifs précis, et inclure éventuellement des méthodes d'évaluation et d'interprétation des données recueillies, telles que les renseignements sur les émissions ou la qualité de l'air. La surveillance peut aussi porter sur les pratiques environnementales pertinentes (par exemple, le rétablissement de la végétation, l'échantillonnage de la qualité de l'eau, l'élimination des déchets).

Au chapitre de la surveillance environnementale, les responsabilités de l'Office national de l'énergie consistent notamment à :

- mener des inspections environnementales à l'égard des installations, vérifier la conformité avec les conditions prescrites

et évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation;
- surveiller les travaux d'exploitation continus et vérifier si la remise en état et l'entretien du site d'implantation du projet répondent à des normes acceptables;
- mener des vérifications environnementales ainsi qu'évaluer les systèmes de gestion environnementale et les programmes visant l'environnement.

En général, l'Office exige le dépôt de rapports de surveillance environnementale post-construction à titre de condition d'approbation. Ceux-ci devraient :
- confirmer que les mesures d'atténuation et de remise en état adoptées ont été mises en œuvre comme il se doit;
- cerner les enjeux environnementaux non encore résolus;
- faire état de la façon dont la société se propose de résoudre les questions en instance.

Suivant la condition N11, Shell doit présenter un plan de protection de l'environnement qui incorpore la surveillance des activités. La condition N15 exige de surveiller les émissions provenant des incinérateurs.

Tel que la Commission d'examen conjoint l'indique dans sa recommandation 8-6 et que l'exige l'alinéa 5(2)*b)* du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, le système de gestion mis en œuvre par un exploitant est censé comprendre un engagement envers l'amélioration continue. Cet aspect est traité à la condition N11. Nous croyons que cet engagement envers l'amélioration continue ne doit pas se limiter aux émissions de gaz à effet de serre, mais doit plutôt viser tous les rejets dans l'environnement, en l'occurrence, dans l'atmosphère. La condition N11 traite également des exigences en matière de méthodes et lieux de surveillance.

La condition N16 exige que les promoteurs présentent un rapport faisant état de l'application des meilleures techniques existantes dans la construction des installations des stations. Le choix des meilleures techniques existantes est un facteur déterminant pour établir des objectifs atteignables au chapitre des émissions atmosphériques. La condition N11 énonce les exigences relatives au plan de protection de l'environnement. Elle exige que les promoteurs définissent des objectifs au sujet du niveau maximum d'émissions de gaz à effet de serre ainsi que des stratégies de réduction des émissions atmosphériques, dont les matières particulaires, les NOx et les gaz à effet de serre. Cette condition aborde également d'autres aspects qui font partie des recommandations de la Commission d'examen conjoint, tels que la formation des employés, la surveillance, la communication publique et les consultations requises avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. Compte tenu de ces conditions, nous trouvons acceptable que les promoteurs définissent eux-mêmes pour le projet des limites ou des objectifs concernant les émissions de gaz à effet de serre qui vont de pair avec l'application de pratiques de gestion exemplaires, et ce, en consultation avec les organismes gouvernementaux compétents.

Refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall

Établi en 1961, le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall est la seule aire protégée désignée dans le delta du Mackenzie. Il s'agit d'un des complexes de terres humides les plus importants en Amérique du Nord. Le paysage deltaïque du champ de Niglintgak est un havre pour plus de 90 espèces d'oiseaux qui migrent dans la région chaque année. Le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, territoire de 623 kilomètres carrés, représente un habitat vital pour des milliers d'oiseaux, y compris la sauvagine, les oiseaux chanteurs et les oiseaux de rivage, qui utilisent la région comme aire de reproduction et halte migratoire. Le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall a été reconnu comme un site d'habitat essentiel, c'est-à-dire une région qui soutient au moins 1 % de la population nationale d'une espèce d'oiseaux migrateurs pendant une partie quelconque de son cycle annuel. Environnement Canada voit le refuge comme une composante importante des efforts faits par le Canada pour préserver la biodiversité. En vertu du *Règlement sur les refuges d'oiseaux migrateurs*, Environnement Canada a compétence sur les aménagements en surface effectués dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et a fixé une limite de 1 % de sa superficie, ou 600 hectares, comme étendue de la perturbation en surface admissible dans le refuge pour l'ensemble des activités gazières et pétrolières. En conséquence, Environnement Canada incite les promoteurs de projets à adopter des modes de conception qui entraînent le moins d'effets à long terme possible sur l'habitat. Dans le souci de réduire les effets sur les oiseaux migrateurs, Environnement Canada a indiqué qu'il pourrait imposer des restrictions ou des conditions spéciales à l'égard d'activités telles que la construction, l'exploitation, la surveillance et la désaffectation d'installations dans le refuge

d'oiseaux de l'Île-Kendall pendant la période de mai à octobre, moment où les oiseaux migrateurs fréquentent le refuge. Le ministère a indiqué également qu'il préférait que Shell aménage des conduites d'écoulement en surface dans le refuge. En plaidoirie finale, la société s'est engagée à suivre cette recommandation afin de réduire les perturbations à la surface du sol.

Bruit occasionné par les travaux et les installations

Le champ d'ancrage de Niglintgak est situé dansle refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, une aire protégée fédérale vouée à la conservation des oiseaux migrateurs et à la protection de l'habitat des oiseaux nicheurs du Nord. Shell détient l'attestation de découverte importante SDL019 qui lui confère le droit d'exploiter le pétrole et le gaz contenus dans le sous-sol. Environnement Canada a le pouvoir de réglementer les activités menées dans les limites du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et, comme partie intégrante du permis accordé aux termes du *Règlement sur les refuges d'oiseaux migrateurs*, il fixera des conditions concernant les émissions de bruit associées au projet de mise en valeur. Environnement Canada et le promoteur ont convenu d'appliquer la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta en ce qui touche la réglementation du bruit. À l'heure actuelle, il n'existe dans les Territoires du Nord-Ouest aucune loi ni norme régissant les émissions de bruit.

La Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta recommande une limite de bruit cible pour les régions isolées même si aucune habitation humaine n'y est présente. Elle est considérée comme une « exigence d'usage ». La Directive prévoit que la limite type peut être modifiée en présence de circonstances uniques, notamment s'il s'agit d'une zone « vierge », c'est-à-dire un milieu naturel pur qui peut abriter des habitations mais n'accuse aucune présence industrielle. Environnement Canada recommande que les émissions de bruit continu, mesurées depuis la clôture de l'installation, n'excèdent pas les niveaux admissibles préconisés dans la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, à titre de pratique exemplaire, pendant la période du 10 mai au 30 septembre, moment où les oiseaux migrateurs fréquentent le refuge. Cette recommandation se justifie parce que le refuge est réputé une zone vierge.

Shell a indiqué que les sources émettrices principales parmi les installations de Niglintgak, notamment les compresseurs, l'équipement électrogène et les refroidisseurs aériens, seront conçues de telle sorte que les niveaux sonores résultants soient en deçà des limites admissibles que prévoit la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta. Les promoteurs conviennent avec Environnement Canada que l'à-propos, tant technique qu'économique, de l'exigence réglementaire proposée se précisera à mesure qu'avance la conception détaillée et, en tout état de cause, avant qu'Environnement Canada finalise les conditions du permis. Pour ce qui concerne les installations situées dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, les promoteurs continueront à évaluer et à adopter des mesures facultatives d'atténuation du bruit qui vont au-delà de celles qui sont requises pour satisfaire à ce que la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta considère comme une « exigence d'usage », dans la mesure où c'est pratique. Shell est censée présenter à Environnement Canada les résultats d'études techniques et de modélisations du bruit détaillées.

Shell prévoit établir un calendrier de travail qui évite les périodes critiques de nidification des oiseaux migrateurs, si possible. Comme le champ de Niglintgak est relativement peu profond, se trouvant à 1 000 mètres sous la surface, la durée des périodes de forage sera plus courte que dans le cas des champs de Taglu et Parsons Lake. Shell propose de mener un programme de forage strictement hivernal qui s'échelonnerait sur une période de trois à quatre années consécutives. Elle envisage que la plupart des puits seraient complétés durant les mois d'hiver, mais que deux complétions de puits surviendraient pendant les saisons estivales intercalaires. D'autres activités de construction, telles que le transport par barge de l'équipement, les études bathymétriques, le dragage, le transport et la mise en place de l'installation de conditionnement du gaz, se dérouleraient également durant l'été.

Les promoteurs et Environnement Canada étaient d'avis que les exigences au chapitre de la réglementation du bruit dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, qu'il s'agisse des exigences de l'Office national de l'énergie ou de la réglementation des refuges d'oiseaux migrateurs, ne peuvent être établies de façon définitive qu'après l'achèvement de la conception et des études techniques détaillées, la préparation d'une analyse de l'impact sonore et la tenue d'autres entretiens entre les parties. Environnement Canada continuera à collaborer avec l'Office national de l'énergie, les promoteurs et d'autres régies intéressées pour régler les questions relatives aux émissions de bruit dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Shell a indiqué qu'elle s'engage à respecter les exigences de la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta ainsi qu'à continuer à évaluer les méthodes d'atténuation du bruit au cours de ses travaux détaillés de planification et

d'ingénierie, afin de trouver des solutions pratiques aux préoccupations soulevées par Environnement Canada.

Opinion de l'Office

Tout comme Environnement Canada, nous pensons que la réglementation des effets du bruit dans un refuge d'oiseaux protégé au niveau national doit faire appel à des considérations particulières, à l'application de pratiques exemplaires ainsi qu'à l'emploi des meilleures techniques existantes, dans l'esprit de « l'amélioration continue de la sécurité pipelinière et de la protection de l'environnement ». La condition N9 concerne la réglementation du bruit au champ de Niglintgak et vise à réduire au minimum les perturbations causées par les installations du projet à l'intérieur du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Elle exige que le promoteur respecte la norme « d'usage » de la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, tout en laissant ouverte la possibilité d'atteindre la norme plus rigoureuse qu'Environnement Canada a recommandée à la Commission d'examen conjoint, et que cette dernière a acceptée. Ainsi, le libellé de la condition offre la latitude voulue pour adapter la norme selon ce que dicteront les études d'ingénierie détaillées finales, une analyse de l'impact sonore, vérifiée de façon indépendante, et les consultations suivies pour fixer la ligne de clôture définitive, qui servira de base de calcul de la distance aux fins de la norme de réglementation.

Empreinte écologique du projet

D'après la conception préliminaire des installations, Shell prévoit que la superficie totale des nouvelles perturbations dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall sera inférieure à dix hectares. Ceci englobe tout le site de l'installation de conditionnement du gaz, les trois plateformes d'exploitation, les conduites d'écoulement en surface ainsi que l'espace occupé par les modifications prévues au camp Farewell et une aire de stockage d'équipement.

Pour préparer un terrain plat comme site de dépôt de l'installation de conditionnement du gaz, il faudra excaver jusqu'à 50 000 mètres cubes de 4.3.14.3.1, de boue et d'autres matières. Le gros de ces matériaux seraient enlevés durant l'hiver et, au besoin, des travaux mineurs de dragage ou d'enlèvement de boue dans le lit du chenal auraient lieu l'été suivant. Une des raisons qui incitaient Shell à choisir le site proposé pour l'installation de conditionnement du gaz est le fait qu'il repose sur du pergélisol, ce qui offre plusieurs possibilités pour les travaux d'excavation. L'approche que Shell privilégie combine l'excavation mécanique durant l'hiver et les travaux de dragage en été.

Shell a réduit l'ampleur des travaux de dragage et apporté des modifications conceptuelles afin d'éviter ou de limiter le dragage dans la région du delta. En conséquence, le tirant d'eau de la barge porteuse de l'installation de conditionnement du gaz a été réduit de 1,9 à 1,5 mètre, le site de dépôt a été déplacé à l'extérieur du chenal Little Kumak et Shell s'est engagée à planifier le calendrier des travaux de dragage de façon à ne pas perturber la pêche au béluga.

Selon les plans actuels de Shell, les matériaux excavés seraient déposés à côté du site de l'installation de conditionnement du gaz, dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Environnement Canada a indiqué qu'il ne permettrait pas l'entassement de matériaux excavés dans le refuge si cela devait engendrer une perte permanente d'habitat. À la suite d'entretiens avec les organismes de réglementation et les parties prenantes, y compris Environnement Canada, Shell finalisera son choix du meilleur emplacement pour ces matériaux, afin d'en réduire l'impact sur la faune locale.

Pour réduire les perturbations permanentes causées au milieu naturel, Shell prévoit situer les plateformes d'exploitation sur les lieux de puits de forage antérieurs et utiliser autant que possible des espaces perturbés antérieurement. De plus, elle propose d'ajouter aux plateformes d'acier des îlots de glace temporaires devant recevoir l'équipement du chantier de forage. Les îlots de glace ne laisseraient pas d'empreinte permanente une fois le forage terminé.

On accéderait au champ de Niglintgak par une route d'hiver ou par hélicoptère, à partir du camp Farewell. Shell ne propose pas d'aménager un accès permanent.

Outre l'empreinte permanente, Shell estime que le projet aura une empreinte temporaire de 17,5 hectares en raison de la superficie perturbée par la construction des îlots de glace et d'une route de glace.

L'élimination de déchets de forage étant interdite dans le refuge, Shell avait prévu au départ de jeter les déblais de forage dans un puisard situé à l'extérieur du refuge. Cependant, elle a opté depuis pour sa solution de rechange, qui consiste à transporter les déblais hors des Territoires du Nord-Ouest vers une décharge approuvée en Alberta ou en Colombie-Britannique.

Au moment d'élaborer la demande d'approbation de son plan de mise en valeur, Shell a rencontré une gamme de parties prenantes, dont des populations autochtones et d'autres Nordiques, divers représentants gouvernementaux, les membres de collectivités ainsi que des sociétés gazières et pétrolières. Les renseignements dégagés de ces entretiens ont utilement servi pour mettre au point et raffiner les plans de la société. En plaidoirie finale, Shell a parlé des changements qu'elle a apportés à la conception du projet de Niglintgak sur les instances des collectivités, par exemple : réduire l'empreinte globale du projet en situant les chantiers de forage dans des endroits perturbés antérieurement, exécuter les travaux de forage et de construction de préférence en hiver et installer les conduites d'écoulement en surface, afin de réduire les perturbations à la surface du sol.

Des travaux de dragage seront effectués dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et Environnement Canada ne permettra pas que les déblais soient entassés à l'intérieur du refuge sur un habitat terrestre non perturbé. Le ministère a demandé à l'Office d'exiger que les plans d'excavation et de dragage à l'emplacement de l'installation de conditionnement du gaz de Niglintgak fassent état de l'impact éventuel du dragage et qu'ils proposent à la fois des mesures de gestion des déblais et des mesures d'atténuation propres au site afin de remédier aux effets négatifs éventuels.

En réponse à la recommandation 9-9 de la Commission d'examen conjoint concernant les opérations de dragage et d'excavation au site de dépôt de l'installation de conditionnement du gaz montée sur barge, l'Office, le 9 mars 2010, a proposé la condition N10. En plaidoirie finale, Environnement Canada a suggéré d'étoffer la condition en exigeant le dépôt d'un plan de gestion des déblais de dragage. Le ministère et plusieurs autres parties ont aussi exprimé l'avis qu'il fallait mieux définir ou expliciter les consultations requises. Shell a demandé que l'on ajuste l'aspect temporel de sorte que le dépôt du plan de dragage ne soit pas rattaché à la construction des plateformes d'exploitation.

Opinion de l'Office

Nous avons pris en considération les divers commentaires formulés au sujet de la condition N10 et avons modifié cette dernière pour y inclure le dépôt d'un plan de gestion des déblais de dragage, préciser les exigences relatives à la consultation et ajuster l'élément temporel de façon à supprimer le lien avec la construction des plateformes d'exploitation. Shell déterminera le meilleur endroit où disposer des matériaux excavés lors du dragage après consultation des régies et des parties prenantes, dont Environnement Canada, afin de réduire l'impact sur la faune locale. Environnement Canada est habilité par règlement à gouverner les activités menées dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall.

4.3 Taglu

4.3.1 Conception des installations de Taglu

Le champ de Taglu est situé au-dessus du cercle polaire arctique près de la bordure nord du delta du Mackenzie. C'est le plus vaste champ gazier terrestre découvert jusqu'ici dans le delta du Mackenzie. Ses réserves de gaz naturel récupérable sont évaluées à près de trois billions de pieds cubes – assez pour alimenter tous les foyers chauffés au gaz au Canada pendant une période de trois ans.

Le champ de Taglu se trouve à 120 km au nord-ouest d'Inuvik et 70 km à l'ouest de Tuktoyaktuk, à proximité de la mer de Beaufort. On propose d'y avoir un seul chantier d'exploitation qui serait situé à peu près au milieu du champ, près du confluent des chenaux Kuluarpak et Harry (voir la figure 4-8).

Le réservoir passe sous l'île Richards et, toutcomme le champ de Niglintgak situé 15 kilomètres plus loin au sud-ouest, il s'étend en majeure partie sous le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, site d'habitat essentiel pour la sauvagine et les oiseaux de rivage locaux. Le champ de Taglu fait partie de la même formation géologique que celui de Niglintgak, soit la formation de Reindeer Sands que l'on sait être mal consolidée.

Pétrolière Impériale Ressources Limitée (Pétrolière Impériale) a déposé un plan de mise en valeur du champ de Taglu en vertu de l'article 5.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Les installations de production proposées comprennent ce qui suit :

- jusqu'à 15 puits de production forées à partir d'une même plateforme d'exploitation;
- un ou deux puits de refoulement;
- une installation de conditionnement du gaz;
- les éléments d'infrastructure connexes, dont des plateformes et des fondations;
- un site d'accostage de barges;
- une piste d'atterrissage et une hélisurface;
- des bâtiments;
- un système de traitement de l'eau.

La plateforme d'exploitation et l'installation de conditionnement du gaz seraient situées côte à côte (voir la figure 4-9).

Il est prévu que la construction des installations se déroulera de 2014 à 2018, et que l'exploitation débutera en 2018. D'après les estimations, les coûts associés à la mise en valeur du champ s'élèveraient à 2,55 milliards de dollars, et les dépenses d'exploitation et d'entretien seraient de l'ordre de 26 millions de dollars par année, en moyenne, pendant la période de 2019 à 2023.

Pétrolière Impériale propose de commencer la construction des routes d'hiver et d'amener l'équipement sur le chantier dès 2014. Les travaux de forage débuteraient à l'hiver 2016-2017, et la mise en production serait pour l'été 2018. Le tableau 4-3 donne un aperçu du calendrier de construction.

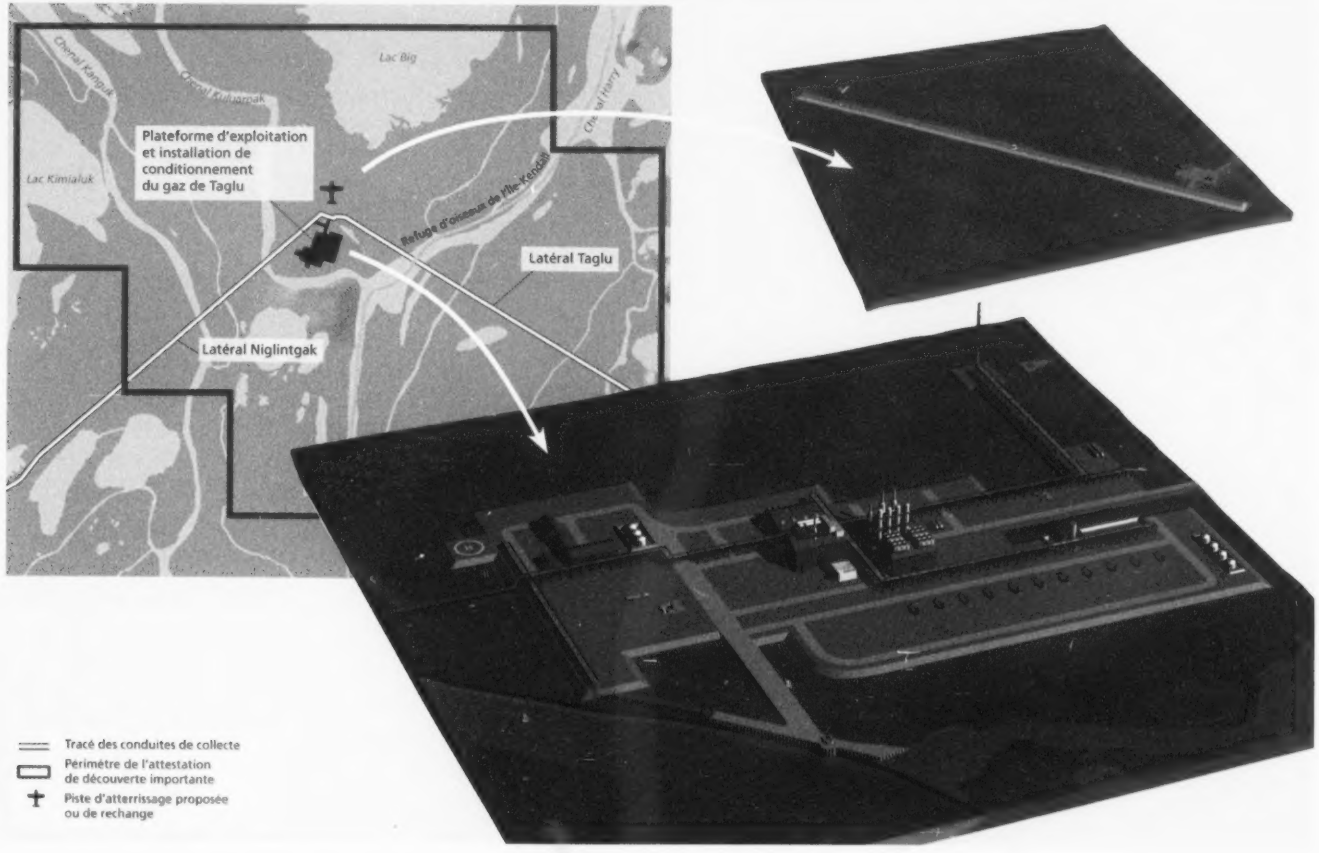


Figure 4-8

Installations de production au champ de Taglu

Puits et plateforme d'exploitation

Pétrolière Impériale prévoit creuser par forage directionnel de dix à quinze puits de production et un ou deux puits de refoulement, tous regroupés sur une même plateforme d'exploitation. Le plan présenté à la figure 4-9 montre onze emplacements possibles pour des puits de production et les emplacements préliminaires de deux puits de refoulement. La plateforme d'exploitation serait située près du centre du réservoir juste à l'intérieur de la limite est du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Après la mise en production, et une fois qu'elle disposera de plus de données sur le réservoir, Pétrolière Impériale pourrait changer l'emplacement prévu des puits conditionnels pour optimiser l'exploitation du champ. D'après son plan d'épuisement des réserves du champ de Taglu, elle aurait recours à la production mélangée dans le cas de certains puits.

La plateforme d'exploitation serait posée sur des fondations à pieux. Il s'agirait soit d'une surface en gravier matelassée et scellée à l'épreuve des fluides, soit d'un tablier d'acier monté sur des pieux d'acier. Le gravier utilisé pour construire la plateforme et d'autres installations proviendra de sites d'emprunt existants aux lacs Yaya (voir la figure 4-1).

Conduites d'écoulement

Les têtes de puits seraient situées à l'intérieur d'un long couloir aménagé sous la surface de la plateforme d'exploitation. Le couloir permettrait aux travailleurs d'avoir facilement accès à n'importe quel puits pour faire des travaux de forage ou d'entretien à l'aide d'un appareil classique, et fournirait un espace chauffé pour les conduites d'écoulement et autres systèmes de soutien.

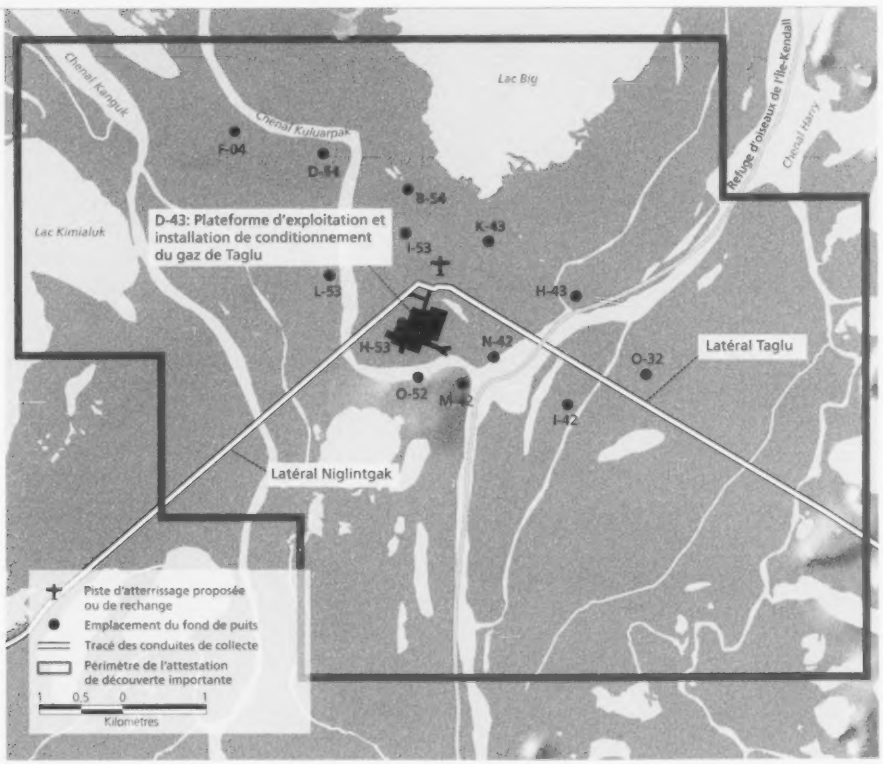
Le gaz circulerait en surface dans des conduites d'écoulement isolées et chauffées, montées sur des supports, jusqu'à un dispositif collecteur et, de là, jusqu'à l'installation de conditionnement du gaz. Le collecteur dirigerait le flux de chaque puits vers une conduite de production, aux fins de traitement, ou une autre conduite aux fins de tests.

Installation de conditionnement du gaz

L'installation de conditionnement du gaz traiterait les fluides extraits du réservoir pour séparer le gaz de l'eau libre et des liquides de gaz naturel, puis déshydrater et refroidir le gaz pour qu'il réponde aux exigences techniques du pipeline de collecte. Le gaz n'aurait pas besoin d'être comprimé au départ, mais l'installation serait conçue de manière à pouvoir le comprimer, si c'était nécessaire. Les volumes de liquides de gaz naturel et de gaz seraient mesurés et acheminés au réseau de collecte, et l'eau produite serait injectée environ un kilomètre sous la surface du sol dans un puits de refoulement.

Figure 4-9

Carte du champ de Taglu



L'installation de conditionnement du gaz serait équipée d'un système de sécurité comprenant des dispositifs de purge et de détente pour abaisser au besoin la pression dans l'installation de conditionnement et diriger les fluides d'hydrocarbures vers une torchère d'une manière sûre et contrôlée.

L'installation de conditionnement du gaz de Taglu aurait une capacité nominale moyenne de 12,6 Mm^3/j (445 Mpi^3/j). Elle serait conçue pour fournir une capacité de pointe maximum de 14,5 Mm^3/j (510 Mpi^3/j), soit environ 15 % de plus que le débit journalier moyen, pour absorber des volumes supplémentaires en cas de travaux d'entretien périodique ou d'arrêts de production aux autres champs de développement.

Infrastructure

Les éléments d'infrastructure suivants assureraient le soutien des travaux de construction, d'exploitation et d'entretien, et l'accès au site :

- plateformes et fondations;
- site d'accostage de barges;
- piste d'atterrissage et hélisurface;
- routes;
- logements;
- salle de commande;
- bureau et bâtiments administratifs;
- réseau d'approvisionnement en eau domestique;
- système de traitement des eaux usées;
- aires de stockage;
- installations de télécommunications.

Transport par barge

À l'heure actuelle, Pétrolière Impériale prévoit entrer dans le chenal de l'Est du fleuve Mackenzie en passant par la baie Kittigazuit, qui est une voie de navigation utilisée par le passé. La circulation des barges dans la baie Kittigazuit, qui fait partie de la zone de gestion des bélugas de la baie Kugmallit (classée 1A), serait prévue pour le mois d'août, après la fin de la principale période d'activité des bélugas dans le secteur. Les études techniques préliminaires indiquent qu'il ne sera pas nécessaire de draguer la baie Kittigazuit pour permettre le transport par barge des modules (voir la figure 4-1).

Utilisation par des tiers et agrandissement futur

Les installations de production de Taglu sont conçues pour produire et traiter les volumes qu'il est prévu d'extraire du champ de Taglu; toutefois, l'installation de conditionnement du gaz pourrait absorber des volumes de production supplémentaires, ou être agrandie pour le faire. Cela dépendrait du volume de gaz supplémentaire et du moment où il est disponible pour traitement, des propriétés du gaz et de la conclusion de modalités commerciales acceptables. La plateforme d'exploitation pourrait également être agrandie, mais Pétrolière Impériale n'a pas besoin de le faire pour le moment.

Tableau 4-3

Calendrier des principaux travaux au champ de Taglu

Activité	Saison et année
Aménagement des routes d'hiver, de la plateforme de l'installation de conditionnement du gaz, de la plateforme de forage et d'une piste d'atterrissage	Été 2014-2015
Compactage du gravier des plateformes et transport des engins de construction, des matériaux et du carburant	Été 2015
Construction du quai et achèvement des plateformes de gravier destinés à l'installation de conditionnement du gaz, au forage et aux travaux de complétion	Hiver 2015-2016
Transport par barge et mise en place des petits modules de l'installation de conditionnement du gaz	Été 2016
Début du programme de forage	Hiver 2016-2017
Transport par barge et mise en place des gros modules de l'installation de conditionnement du gaz	Été 2017
Début des activités de complétion des puits	Hiver 2017-2018
Démarrage de l'exploitation et production	Été 2018

Opinion de l'Office

Nous sommes satisfaits de la démarche générale, du concept et du plan de mise en valeur que Pétrolière Impériale a proposés à l'égard du champ de Taglu. Nous sommes conscients qu'elle se servira des nouvelles données géologiques et informations sur les réservoirs qui seront recueillies pendant les travaux de forage et de production pour déterminer la présence d'autres failles et compartiments, et établir s'il est nécessaire d'avoir recours à des puits conditionnels. Suivant la condition T17, Pétrolière Impériale doit présenter à l'Office national de l'énergie une mise à jour de son plan de gestion des ressources dans les 18 mois suivant le début de la production ou avant le forage de puits conditionnels.

Aux termes de la condition T18, Pétrolière Impériale doit respecter l'*Ébauche des exigences d'espacement* (2009) de sorte que les droits tréfonciers corrélatifs des détenteurs de droits adjacents soient protégés. Les emplacements préliminaires que Pétrolière Impériale propose pour ses puits de production au champ de Taglu respectent l'*Ébauche des exigences d'espacement*.

Nous trouvons acceptable le plan conceptuel de Pétrolière Impériale qui prévoit recourir à la production mélangée dans certains puits afin de maximiser la récupération du gaz. Cette méthode de production consiste à extraire du pétrole et du gaz de différents gisements ou zones productrices à partir d'un puits commun, sans que la production de chaque gisement ou zone soit mesurée séparément. L'Office examinera au cas par cas le bien-fondé de recourir à une production mélangée, pendant les opérations de forage et de production, conformément à l'article 66 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*.

La condition T30 prescrit que l'approbation du plan de mise en valeur du champ de Taglu aux termes du paragraphe 5.1(4) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* est subordonnée à l'obtention, de la part du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, d'un avis confirmant que Pétrolière Impériale s'est acquittée de façon satisfaisante des exigences relatives au plan de retombées économiques, visé à l'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

4.3.2 Enjeux liés au plan de mise en valeur

Au cours de l'audience, Pétrolière Impériale a traité des enjeux suivants associés à la mise envaleur du champ de Taglu :

- questions de conception ayant trait au pergélisol, à la subsidence, à la protection contre les crues et au changement climatique;
- qualité de l'air et émissions de gaz à effet de serre;
- bruit occasionné par les travaux et les installations, et empreinte écologique du projet dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall;
- gestion des déblais de dragage.

La conception des installations au champ de développement de Taglu est tributaire du milieu naturel. Le champ de Taglu est situé dans une plaine d'inondation active et la zone du projet repose en partie sur du pergélisol. Les emplacements prévus des installations sont inondés périodiquement par les crues et la protection contre les effets des crues représente une priorité sur le plan de la sécurité et de la conception des installations.

Questions de conception en milieu pergélisolé

Le champ de Taglu est situé dans une zone de pergélisol discontinue intermédiaire. Comme c'est le cas pour le champ de Niglintgak, la fonte du pergélisol peut transformer le paysage de façon permanente. Pétrolière Impériale a proposé un éventail de techniques de conception afin de prévenir le dégel du pergélisol sous les installations de production.

Une des méthodes envisagées consiste à espacer les puits de 18 mètres. Cet espacement se compare à l'intervalle de 15 mètres que Shell a

choisi pour ses puits au champ de Niglintgak. Comme nous l'avons mentionné précédemment, les têtes de puits et les conduites de refoulement seraient situées dans un « couloir » chauffé, sous la plateforme d'exploitation. Pour protéger le pergélisol, Pétrolière Impériale prévoit installer un système actif de réfrigération dans le tubage guide des puits de forage. Le système préviendrait le dégel du pergélisol en refroidissant le sol sous le chantier de forage jusqu'à une profondeur d'environ 37 mètres, pendant les opérations de forage et de production. La plateforme d'exploitation et les conduites d'écoulement seraient montées sur des fondations à pieux pour éviter de causer des dommages au pergélisol et protéger les installations contre les crues saisonnières pendant l'exploitation.

Opinion de l'Office

Nous sommes satisfaits de la façon dont Pétrolière Impériale a abordé la protection du pergélisol dans le cadre de la mise en valeur du champ de Taglu. Nous constatons que tous les puits du champ de Taglu seraient réunis sur une même plateforme d'exploitation et que des fluides chauds circuleraient dans les trous des puits tout au long du forage et de la production. La condition T2 prescrit que l'espacement inter-puits sur la plateforme d'exploitation doit être d'au moins 15 mètres, à moins que Pétrolière Impériale n'adopte des mesures d'atténuation agréées par l'Office. Pour des motifs de sécurité et de protection environnementale, il importe de prévenir la coalescence des bulbes de dégel dans le pergélisol qui peuvent se former autour des trous de forage.

Subsidence

Le réservoir de Taglu fait partie de la même formation géologique que celui de Niglintgak, soit la formation de Reindeer Sands. Cette formation constituée de sables mal consolidés datant du Tertiaire précoce est vieille de près de 60 millions d'années. Comme dans le cas de Niglintgak, les sables pourraient s'effriter et s'affaisser partiellement à mesure que le gaz est extrait du réservoir, créant le phénomène de subsidence.

Selon les estimations de Pétrolière Impériale, la subsidence causée par l'extraction du gaz ne dépasserait pas une profondeur de 0,20 à 0,42 mètre. Elle serait la plus prononcée dans une aire de drainage basse située au nord de l'installation de conditionnement du gaz de Taglu, qui s'étend en direction du lac Big. La société a indiqué que le degré de subsidence prévu ne modifierait pas les régimes de drainage dans la zone touchée et qu'il ne se formerait pas de dépression « en forme de bol ».

La subsidence peut aussi être causée par le dégel du pergélisol sous l'effet de changements climatiques. Selon les estimations de Pétrolière Impériale, la subsidence attribuable à cette cause serait environ dix fois moins importante que celle provoquée par l'extraction du gaz, dont il est traité ci-dessus.

Pétrolière Impériale envisage d'utiliser des levés GPS tridimensionnels pour surveiller et mesurer la subsidence cumulative aux emplacements des installations de Taglu. Elle évalue toujours les modalités d'un tel programme.

Dans la recommandation 6-10 de son rapport, la Commission d'examen conjoint a prié l'Office d'exiger que Pétrolière Impériale lui présente un programme de surveillance de la subsidence et des inondations attribuables à l'extraction d'hydrocarbures au champ de Taglu. En réponse aux recommandations formulées dans le rapport de la Commission d'examen conjoint, les promoteurs, dans une lettre datée du 28 janvier 2010, ont soutenu que l'Office devrait rejeter ladite recommandation car sa condition proposée n° 7 (en date du 5 février 2007) concernant le champ de Taglu était suffisante à leur avis. D'après eux, il ne serait vraisemblablement pas possible, techniquement, de surveiller les inondations dues à l'extraction d'hydrocarbures à cause de la quasi-impossibilité de les distinguer des crues naturelles. Les promoteurs ont affirmé que les crues sont un phénomène annuel naturel dans la région de Taglu.

En plaidoirie, Environnement Canada a proposé que l'Office révise la condition pour :

- préciser et améliorer les exigences de consultation;
- exiger qu'on surveille les inondations causées par la subsidence en vue de déterminer la perte d'habitat de nidification;
- exiger qu'on surveille la compaction du réservoir afin de distinguer la subsidence engendrée par le projet des changements naturels dans l'élévation du terrain;
- permettre d'appliquer les technologies qui s'avèrent les plus appropriées dans les circonstances du moment, y compris la détection aérienne et à distance.

Opinion de l'Office

Nous croyons qu'il sera important de suivre et de confirmer les estimations que Pétrolière Impériale a faites de la subsidence attribuable à l'extraction d'hydrocarbures, car le champ de Taglu est situé dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et le théâtre d'un des premiers projets de mise en valeur proposés dans le delta du Mackenzie où il est prévu que l'extraction de gaz sera une cause de subsidence. Dans la condition T3, l'Office exige que Pétrolière Impériale lui présente un programme visant à mesurer quantitativement et à surveiller la subsidence cumulative ainsi qu'à surveiller les crues pendant la vie utile du champ.

Environnement Canada a indiqué qu'il était nécessaire de surveiller la compaction du réservoir afin de distinguer la subsidence engendrée par le projet des changements naturels dans l'élévation du terrain. La condition T3 exige que des repères d'élévation soient placés à l'extérieur de la zone projetée de subsidence due à l'extraction du gaz. Nous croyons que ces repères d'élévation serviront de points de référence ou de contrôle pour recueillir des données permettant d'estimer la subsidence naturelle. Nous ne sommes pas convaincus qu'il soit nécessaire de surveiller la compaction du réservoir.

Nous sommes d'accord avec Environnement Canada que la condition devrait permettre d'utiliser les techniques qui s'avèrent les plus appropriées dans les circonstances du moment. Ainsi, la condition T3 a été modifiée en conséquence.

Nous acceptons la suggestion d'Environnement Canada voulant que les exigences de consultation soient précisées et améliorées, et la condition T3 a été révisée en conséquence.

Protection contre les crues et changement climatique

Le réservoir de Taglu se trouve sous un terrain bas ayant une élévation moyenne de 1,5 à 1,7 mètre au-dessus du niveau de la mer. La société s'attend à ce que le site soit inondé périodiquement par les crues provoquées par l'écoulement printanier et, plus tard dans la saison, par les ondes de tempête venant de la mer de Beaufort, située à faible distance du champ. Par conséquent, elle a tenu compte des facteurs suivants pour déterminer la hauteur de la plateforme d'exploitation de Taglu :

- niveau maximum des crues;
- hauteur maximum des vagues;
- montée du niveau de la mer;
- effet sur la profondeur des crues de la subsidence en surface produite par l'extraction du gaz.

Pétrolière Impériale a pris en compte les facteurs précités, et une marge de sécurité de 0,2 mètre, lorsqu'elle a calculé une hauteur de 3,1 mètres pour la plateforme d'exploitation et les fondations des installations (voir la figure 4-10).

La société propose de surveiller les installations et de mettre en œuvre des plans de gestion et de secours adaptés aux circonstances, selon les besoins. Si la hauteur de calcul qu'elle a déterminée s'avère insuffisante, il sera possible de parer à de plus hauts niveaux d'eau par l'ajoutde matériaux de remblai terreux à certains endroits sur le site, en guise de protection contre les crues. De plus, le degré d'élévation de certaines des installations montées sur pieux, comme les modules et les conduites d'écoulement, pourrait être augmenté si les crues se révélaient un problème. Par ailleurs, l'adoption de mesures comme l'utilisation de

poteaux pare-choc ou le renforcement des supports de conduites permettrait de protéger les parties des installations qui seraient menacées par les glaces flottantes.

Bien qu'il y aurait un risque que les niveaux des crues au cours de la période d'exploitation de 30 ans du champ de Taglu excèdent la hauteur de calcul déterminée, la société estime que ce risque est relativement faible. Cependant, si les niveaux d'eau étaient excessivement élevés, elle pourrait arrêter la production, auquel cas les activités sur le terrain cesseraient et une partie des employés, sinon tous, seraient évacués du site.

Le réchauffement climatique mondial et régional pourrait entraîner une élévation du niveau de la mer et influer sur le régime climatique. Le champ de Taglu est situé dans les terres basses du delta du Mackenzie, proche de la mer de Beaufort. D'aucuns ont exprimé la crainte que les crues saisonnières et les ondes de tempête pourraient nuire aux installations pendant la vie utile du projet. La piste d'atterrissage de Taglu serait aussi exposée à être inondée, mais on utiliserait des hélicoptères pour transporter le matériel et les travailleurs jusqu'au site si cela se produisait. Les promoteurs ont produit une preuve indiquant que la hauteur des installations serait suffisante pour les mettre à l'abri des ondes de tempête et des crues, même si le niveau de la mer montait.

Comme dans le cas du champ de Niglintgak, le Sierra Club du Canada se préoccupait du peu de recherches jugées par des pairs que Pétrolière Impériale avait consultées au sujet des effets du changement climatique, spécialement dans le delta du Mackenzie pendant la durée de vie de 30 ans du projet, au moment de concevoir les installations du champ de Taglu. Il a déclaré que les conséquences du changement climatique, notamment les effets sur le pergélisol, la montée du niveau de la mer et la sévérité des crues, constituent une source d'incertitude dans la conception d'éléments d'infrastructure pour le delta du Mackenzie.

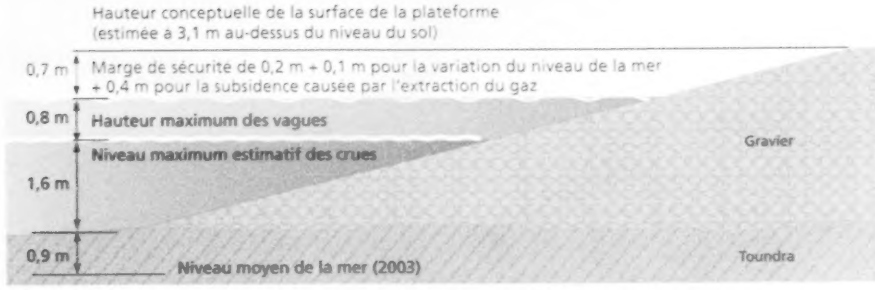
En général, la Commission d'examen conjoint trouvait que Pétrolière Impériale avait tenu compte du changement climatique dans la conception du projet. Néanmoins, elle a recommandé que l'Office national de l'énergie ajoute une condition supplémentaire au certificat pour exiger que la société présente des plans de conception finale incorporant une analyse plus poussée des effets du changement climatique sur le pergélisol et la stabilité du terrain au cours de la durée de vie théorique du projet et après la cessation d'exploitation. La Commission d'examen conjoint jugeait que cette analyse devrait être effectuée à l'égard d'une série d'endroits représentatifs, de conditions et de types de terrain et qu'elle devrait prendre en compte la variabilité du climat, notamment les scénarios de température de limite supérieure, pour traduire toute la gamme des futures conditions de température, y compris la variabilité et les extrêmes, ainsi que l'impact de cette variabilité sur les régimes d'écoulement fluvial. La Commission d'examen conjoint a précisé que les résultats de ces travaux devraient être reflétés dans les plans de surveillance, d'atténuation et de gestion adaptative. Elle estimait, par ailleurs, que Pétrolière Impériale devrait présenter cette analyse à d'autres régies compétentes en temps utile pour leur permettre d'en prendre connaissance et de présenter leurs conclusions à l'Office national de l'énergie.

Le gaz naturel extrait du champ de Taglu proviendrait de formations souterraines d'assez faible profondeur. Avec le retrait du gaz naturel, le sol pourrait s'affaisser de jusqu'à un demi-mètre. Pétrolière Impériale a tenu compte de cette éventualité dans la conception des installations. Elle a précisé que les effets du changement climatique sont implicites dans la modélisation qu'elle a effectuée pour concevoir le pipeline et les installations, en ce sens que les tendances régionales du réchauffement climatique ont été incorporées dans la modélisation.

En plaidoirie finale, Affaire indiennes et du Nord Canada a laissé entendre que les promoteurs devraient montrer comment ils avaient tenu

Figure 4-10

Hauteur de calcul de la surface de la plateforme d'exploitation et des fondations des installations



Conception préliminaire. Les dimensions indiquées pourraient être ajustées à mesure que les caractéristiques du terrain

compte des scénarios de température de limite supérieure dans la conception des installations.

La question du changement climatique est traitée plus en détail au chapitre 6 dans l'optique de la conception du projet.

Opinion de l'Office

Nous sommes satisfaits des taux de changement climatique dont Pétrolière Impériale s'est servie dans la conception du projet. Vu l'incertitude des prédictions en cette matière et l'âge des études et données qu'elle a utilisées, il serait prudent d'évaluer la conception sous l'éclairage des scénarios de température de limite supérieure, tel que le propose la Commission d'examen conjoint. Comme le nom l'indique, ces scénarios seraient moins susceptibles de se réaliser que ceux dont Pétrolière Impériale s'est inspirée pour concevoir le projet.

Suivant la condition T7, Pétrolière Impériale doit produire des données de conception finale détaillée qui comprennent une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour l'installation de Taglu supposant des scénarios possibles de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser pendant la vie utile des installations. De plus, la société doit fournir des renseignements sur l'effet possible des scénarios en question du point de vue de la configuration des précipitations, de la montée du niveau de la mer, de la sévérité des ondes de tempête, de l'activité glacielle et du niveau des crues. Nous estimons que pour la conception des installations du champ, il y aurait lieu de consulter des ministères tels qu'Environnement Canada, Affaires indiennes et du Nord Canada et Ressources naturelles Canada afin de profiter de leur expertise.

Qualité de l'air

L'air dans le Nord est réputé d'excellente qualité et les habitants de la région tiennent absolument à ce qu'il en demeure ainsi. Environnement Canada et les promoteurs étaient d'accord que l'air est de bonne qualité dans la zone d'implantation du projet et, comme l'ont fait d'autres régies gouvernementales, ils ont souligné le besoin de « protéger les régions non polluées ». Ce principe implique que les nouveaux projets de développement industriels soient « planifiés, construits et exploités de manière à réduire au minimum la dégradation de la qualité de l'air dans de telles régions ».

En ce qui touche la qualité de l'air, les enjeux liés au projet comprenaient les émissions provenant du pipeline et des champs de développement, les activités de surveillance et les émissions de gaz à effet de serre, dans le contexte du changement climatique. La Commission d'examen conjoint a indiqué que l'Office national de l'énergie serait responsable au premier chef de la réglementation des émissions atmosphériques du projet et qu'Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest joueraient un rôle consultatif à cet égard. Elle s'est inclinée devant le savoir-faire et l'expérience de l'Office pour ce qui est de réglementer les aspects interprovinciaux des activités de l'industrie gazière et pétrolière et du secteur de l'électricité, y compris les questions environnementales. Elle a aussi souligné les vastes connaissances environnementales et régionales qu'Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pouvaient apporter dans l'examen du projet.

Les émissions atmosphériques peuvent tenir aux effets spécifiques du projet associés aux travaux de construction, à l'exploitation et à l'incinération des déchets. L'incidence sur la qualité de l'air peut aller de locale à régionale dans le cas des matières particulaires et du dioxyde de soufre, ou être de portée mondiale lorsqu'il s'agit de gaz à effet de serre. Des émissions seraient produites à l'étape de la construction, par le brûlage à la torche intermittent effectué durant les essais de puits au champ de Taglu.

La question des émissions est examinée plus en détail au chapitre 3, en ce qui a trait au pipeline et traitée au chapitre 6 dans l'optique de la conception des installations.

Dans son rapport, la Commission d'examen conjoint a indiqué que les données de référence des promoteurs étaient une compilation de données historiques et des résultats d'activités de surveillance de la qualité de l'air menées pendant un an à proximité des collectivités d'Inuvik et de Norman Wells, et de façon périodique aux champs gaziers de Parsons Lake et de Taglu. D'après les données de surveillance des promoteurs et d'autres sources, la concentration de fond en polluants atmosphériques est généralement en deçà des seuils de détection ou des limites définies dans les lignes directrices pertinentes. Seul l'ozone fait exception à la règle, des niveaux de fond relativement élevés de ce gaz ayant été relevés à Inuvik et Norman Wells. Les promoteurs ont indiqué que l'on attribue la présence de niveaux élevés d'ozone à haute altitude dans l'hémisphère Nord à l'intrusion de l'ozone stratosphérique dans les couches plus basses de l'atmosphère. Ils ont déclaré que toutes les concentrations au sol de composés dégagés pendant l'exploitation, soit aux champs de gaz, à l'installation de la région d'Inuvik et aux sites des stations de chauffage et de compression, allaient augmenter, mais qu'elles demeureraient inférieures aux limites prescrites dans les lignes

directrices fédérales et territoriales pertinentes partout dans la zone de production et le long du corridor du pipeline.

Environnement Canada a recommandé que les promoteurs conçoivent et mettent en œuvre, avec son concours, des programmes adéquats de surveillance de la qualité de l'air. Ce ministère a centré ses recommandations sur la prévention de la pollution et sur l'emploi de pratiques de gestion exemplaires et des meilleures techniques existantes afin de prévenir la dégradation de la qualité de l'air dans la mesure du possible. Le lecteur trouvera au chapitre 6 de plus amples informations concernant l'application de ces principes.

Les aînés et les exploitants Deh Cho ont déclaré que le projet doit être conçu de manière à réduire au minimum son incidence sur la qualité de l'air, et que des programmes de surveillance doivent être mis en place pour vérifier les prédictions concernant les émissions et les impacts. Au besoin, il faudra prendre rapidement des mesures correctives pour éviter qu'une dégradation de la qualité de l'air se répercute sur le sol et la faune.

Émissions de gaz à effet de serre

Les parties s'inquiétaient de l'incidence du projet du point de vue du changement climatique, surtout à la lumière des efforts que le Canada déploie à titre de membre de la communauté internationale en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du *Protocole de Kyoto*.

Le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde d'azote comptent parmi les émissions de gaz à effet de serre qui seraient produites par le projet, et chacun de ces composés exerce une action différente sur le changement climatique. Pendant l'exploitation, le brûlage de gaz naturel par des sources de combustion, comme les compresseurs, et le rejet de gaz méthane au cours des procédures normales d'évacuation de l'air et à partir de fuites mineures (émissions fugitives) seraient des sources de gaz à effet de serre. Les émissions atmosphériques sont examinées plus à fond au chapitre 6 du point de vue de la conception des installations.

Alternatives North a soutenu que l'Office national de l'énergie et le gouvernement du Canada sont investis du mandat de protéger l'intérêt public, ce qui les oblige à tenir compte des émissions de gaz à effet de serre.

Ecology North jugeait que la meilleure protection possible pour ce qui est de réduire au minimum les émissions en amont de gaz à effet de serre associées au projet consiste dans l'application de normes d'émissions rigoureuses, conçues spécialement pour le projet, qui sont fondées sur une définition solide des meilleures techniques existantes et étoffées par des pénalités infligées dans les cas où les normes ou les limites cibles du projet ne sont pas respectées.

Le Sierra Club du Canada a soutenu que l'on doit fixer des objectifs d'émissions précis et qu'il ne suffit pas d'en laisser l'initiative aux promoteurs. Selon lui, ces objectifs devraient au moins égaler la cible générale préconisée dans la recommandation 8-8 de la Commission d'examen conjoint.

Opinion de l'Office

Nous comprenons que l'air pur est de prime importance dans le Nord et qu'il faut envisager la qualité de l'air dans une optique cumulative. Nous nous rendons compte également de la nécessité de réduire autant que possible les émissions de gaz à effet de serre que produirait le projet. La Commission d'examen conjoint nous a adressé plusieurs recommandations concernant la qualité de l'air et les émissions atmosphériques. Nous avons tenu compte des enjeux touchant la qualité de l'air par le biais d'un certain nombre de conditions auxquelles devra complaire le projet gazier Mackenzie. Ces conditions demandent que les promoteurs prennent les mesures voulues pour réduire les émissions atmosphériques au minimum et préserver la qualité de l'air. Connaissant l'expertise environnementale et régionale qu'ils peuvent apporter dans ce dossier, nous tenons à travailler de concert avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour protéger l'air pur du Nord.

Les conditions T13 et T15 portent sur les technologies propres à réduire les émissions, sur l'adoption de pratiques de gestion exemplaires et des meilleures techniques existantes, ainsi que sur la conception des installations. Suivant la condition T14, la société doit présenter un rapport qui évalue les émissions provenant des incinérateurs exploités dans les baraquements et les stations. Les pratiques et techniques adoptées doivent figurer dans le plan de gestion des déchets exigé à la condition T11. Aux termes de la condition T16, Pétrolière Impériale doit réduire au minimum ou limiter les émissions associées au brûlage à la torche. Les conditions concernant les émissions atmosphériques sont traitées plus en détail au chapitre 6 dans l'optique de la conception des installations.

La surveillance de la qualité de l'air s'inscrit dans le contexte de la surveillance globale de l'environnement au moyen d'un système de gestion environnementale. La gestion environnementale consiste à mettre en place des systèmes pour maîtriser les effets du projet sur l'environnement et ceux de l'environnement sur le projet, dans le but ultime de réduire au minimum les impacts négatifs. La gestion adaptative est un processus systématique qui tend vers l'amélioration continue des pratiques de gestion grâce aux enseignements tirés des résultats obtenus.

La surveillance environnementale est une facette importante de la gestion environnementale, car elle alimente directement les processus de gestion adaptative grâce à l'observation et à l'évaluation des effets et permet de modifier ou d'étoffer les mesures d'atténuation, selon les besoins, afin de limiter l'ampleur des effets sur l'environnement ou les inverser. La surveillance environnementale peut englober ce qui suit :

- la surveillance de la conformité, pour établir que toutes les mesures d'atténuation environnementales sont mises en œuvre telles qu'elles sont présentées dans le plan de protection de l'environnement et les cartes-tracés environnementales et que le travail est effectué en conformité avec la réglementation environnementale;
- la surveillance des effets, pour évaluer les conséquences des interactions entre le projet et l'environnement de même que l'efficacité des mesures d'atténuation approuvées. Cet aspect est examiné plus longuement à la section 3.3.6.

Pétrolière Impériale est censée appliquer des programmes de protection environnementale, de surveillance et de suivi qui font de la protection de l'environnement un objectif de premier plan. Un programme de surveillance peut :

- mettre en lumière tous les enjeux ou éventuels sujets de préoccupation qui peuvent nuire à la protection de l'environnement;
- proposer des méthodes à suivre pour élaborer des mesures propres à prévenir ou à atténuer les effets des enjeux cernés;
- prévoir la surveillance continue des sites afin d'évaluer le succès des mesures d'atténuation prises;
- fournir des mécanismes pour l'application de mesures d'atténuation complémentaires, selon les besoins;
- inclure un processus de rétroaction qui permet d'adapter à de futurs projets pipeliniers les mesures d'atténuation qui se sont avérées fructueuses.

Les programmes de surveillance peuvent comporter des buts et des objectifs précis, et inclure éventuellement des méthodes d'évaluation et d'interprétation des données recueillies, telles que les renseignements sur les émissions ou la qualité de l'air. La surveillance peut aussi porter sur les pratiques environnementales pertinentes (par exemple, le rétablissement de la végétation, l'échantillonnage de la qualité de l'eau, l'élimination des déchets).

Au chapitre de la surveillance environnementale, les responsabilités de l'Office national de l'énergie consistent notamment à :

- mener des inspections environnementales à l'égard des installations, vérifier la conformité avec les conditions prescrites et évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation;
- surveiller les travaux d'exploitation continus et vérifier si la remise en état et l'entretien du site d'implantation du projet répondent à des normes acceptables;
- mener des vérifications environnementales ainsi qu'évaluer les systèmes de gestion environnementale et les programmes visant l'environnement.

En général, l'Office exige le dépôt de rapports de surveillance environnementale post-construction à titre de condition d'approbation. Ceux-ci devraient :

- confirmer que les mesures d'atténuation et de remise en état adoptées ont été mises en œuvre comme il se doit;
- cerner les enjeux environnementaux non encore résolus;
- faire état de la façon dont la société se propose de résoudre les questions en instance.

Suivant la condition T10, Pétrolière Impériale doit présenter un plan de protection de l'environnement qui incorpore la surveillance des activités. La condition T14 exige de surveiller les émissions provenant des incinérateurs.

Tel que la Commission d'examen conjoint l'indique dans sa recommandation 8-6 et que l'exige l'alinéa 5(2)*b)* du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, le système de gestion

mis en œuvre par un exploitant est censé comprendre un engagement envers l'amélioration continue. Cet aspect est traité à la condition T10. Nous croyons que cet engagement envers l'amélioration continue ne doit pas se limiter aux émissions de gaz à effet de serre, mais doit plutôt viser tous les rejets dans l'environnement, en l'occurrence, dans l'atmosphère. La condition T10 traite également des exigences en matière de méthodes et lieux de surveillance.

La condition T15 exige que les promoteurs présentent un rapport faisant état de l'application des meilleures techniques existantes dans la construction des installations des stations. Le choix des meilleures techniques existantes est un facteur déterminant pour établir des objectifs atteignables au chapitre des émissions atmosphériques. La condition T10 énonce les exigences relatives au plan de protection de l'environnement. Elle exige que les promoteurs définissent des objectifs au sujet du niveau maximum d'émissions de gaz à effet de serre ainsi que des stratégies de réduction des émissions atmosphériques, dont les matières particulaires, les NOx et les gaz à effet de serre. Cette condition aborde également d'autres aspects qui font partie des recommandations de la Commission d'examen conjoint, tels que la formation des employés, la surveillance, la communication publique et les consultations requises avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. Compte tenu de ces conditions, nous trouvons acceptable que les promoteurs définissent eux-mêmes pour le projet des limites ou des objectifs concernant les émissions de gaz à effet de serre qui vont de pair avec l'application de pratiques de gestion exemplaires, et ce, en consultation avec les organismes gouvernementaux compétents.

Empreinte écologique dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall

Le site proposé du projet de Taglu est situé près du confluent des chenaux Kuluarpak et Harry du fleuve Mackenzie, et se trouve dans les limites du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Ainsi que nous l'avons mentionné antérieurement, Environnement Canada exerce un pouvoir réglementaire sur l'utilisation de la surface du refuge et a déterminé que l'étendue maximum admissible des perturbations de la surface associées aux activités gazières et pétrolières ne devait pas dépasser 1 % de la superficie du refuge, ou 600 hectares. Le ministère a exprimé des préoccupations non seulement au sujet de l'étendue de la surface perturbée, mais aussi à propos du fait que Pétrolière Impériale propose de poursuivre ses activités de forage et autres dans le refuge à l'année longue. L'étendue totale estimative de la zone perturbée correspond à environ 30 hectares, soit 0,05 % de la superficie totale du refuge. Tous les puits de production seraient forés à partir de la même plateforme d'exploitation à l'aide de techniques de forage directionnel, ce qui contribuerait à réduire l'empreinte globale du projet de mise en valeur. La plateforme d'exploitation sera probablement située juste à l'intérieur de la limite est du refuge, ce qui la place immédiatement à l'ouest de l'emplacement du puits D-43 existant (voir la figure 4-9). Le programme de forage initial se déroulerait sans interruption pendant environ 16 mois, étant suivi des travaux de complétion des puits. Le plan de mise en valeur que propose Pétrolière Impériale est assez souple pour lui permettre de gérer les imprévus qui pourraient surgir au cours de la conception détaillée, de la construction et de l'exploitation du champ de Taglu.

L'équipe de gestion du projet de Pétrolière Impériale ne cessera de chercher des moyens de réduire encore davantage l'empreinte du projet de mise en valeur de Taglu dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. À titre d'exemple, la société examinera la possibilité d'utiliser des superficies déjà perturbées qui sont voisines du site, notamment la plateforme du puits D-43 et le chemin connecteur. Toujours dans le souci de réduire l'empreinte des installations, l'équipe d'ingénierie du projet évalue l'intérêt d'utiliser un système de comptage de gaz humide, plutôt qu'un séparateur d'essai, On examinera aussi les besoins liés au stockage du combustible, le recours à des réservoirs hors chantier étant une possibilité, de même que le mode de fabrication et de construction des modules de l'installation de conditionnement du gaz. Pétrolière Impériale a bon espoir de pouvoir réduire l'empreinte du projet de Taglu d'environ 10 % par rapport à son estimation actuelle, grâce à la mise en œuvre de telles solutions.

Bruit occasionné par les travaux et les installations

Le champ d'ancrage de Taglu est situé dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, une aire protégée fédérale vouée à la conservation des oiseaux migrateurs et à la protection de l'habitat des oiseaux nicheurs du Nord. Pétrolière Impériale détient l'attestation de découverte

importante SDL063 qui lui confère le droit d'exploiter le pétrole et le gaz contenus dans lesous-sol. Environnement Canada a le pouvoir de réglementer les activités menées dans les limites du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et, comme partie intégrante du permis accordé aux termes du *Règlement sur les refuges d'oiseaux migrateurs*, il pourra fixer des conditions concernant les émissions de bruit associées au projet de mise en valeur. Environnement Canada et le promoteur ont convenu d'appliquer la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, laquelle fournit une base solide pour la réglementation du bruit qui fait défaut dans les Territoires du Nord-Ouest. En effet, il n'existe actuellement dans les Territoires du Nord-Ouest aucune loi ni norme régissant les émissions de bruit.

La Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta recommande une limite de bruit cible pour les régions isolées même si aucune habitation humaine n'y est présente. Ceci est considéré comme une « exigence d'usage ». La Directive prévoit que la limite type peut être modifiée en présence de circonstances uniques, notamment s'il s'agit d'une zone « vierge », c'est-à-dire un milieu naturel pur qui peut abriter des habitations mais n'accuse aucune présence industrielle. Environnement Canada recommande que les émissions de bruit continu, mesurées depuis la clôture de l'installation, n'excèdent pas les niveaux admissibles préconisés dans la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, à titre de pratique exemplaire, pendant la période du 10 mai au 30 septembre, moment où les oiseaux migrateurs fréquentent le refuge. Cette recommandation se justifie du fait que le refuge est réputé une zone vierge.

Pétrolière Impériale a l'intention de concevoir tout l'équipement de l'installation de conditionnement du gaz de Taglu de manière à ce que les niveaux sonores résultants soient inférieurs aux maximums admissibles selon la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta. Ceci s'appliquerait notamment aux sources émettrices principales, comme les compresseurs, l'équipement électrogène et les refroidisseurs aériens. Environnement Canada a aussi indiqué que la société s'est engagée à évaluer et à adopter des mesures facultatives d'atténuation du bruit qui vont au-delà de celles qui sont requises pour atteindre les normes minimales prescrites par la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, dans la mesure où c'est pratique. Le ministère est en attente des résultats des travaux détaillés d'ingénierie et de modélisation du bruit que Pétrolière Impériale doit lui fournir.

Environnement Canada s'inquiète du bruit que les opérations de forage produiraient au champ de Taglu pendant que des oiseaux fréquentent la région. Contrairement au calendrier de travail à Niglintgak, Pétrolière Impériale prévoit faire du forage à Taglu pendant 16 mois, à compter de l'hiver 2016, puis mener des activités gazières et pétrolières à l'année longue par la suite. Or, la période de mai à octobre est le moment où les oiseaux fréquentent typiquement le refuge et sont donc vulnérables aux perturbations. En conséquence, Environnement Canada pourrait restreindre l'accès au refuge d'oiseaux, ou les activités qui y sont pratiquées, à cette période de l'année afin de protéger l'habitat des oiseaux.

Pétrolière Impériale a indiqué qu'une telle mesure irait à l'encontre de son besoin de desservir le champ et d'accéder au personnel pendant toute l'année pour soutenir les travaux de forage, de construction et d'exploitation. Sur un sujet connexe, la société a déclaré qu'elle envisagerait de prévoir les opérations de brûlage à la torche faisant partie de l'entretien périodique en dehors de la période de nidification des oiseaux migrateurs.

Interrogée par l'Office sur l'incidence opérationnelle qu'aurait le fait de restreindre ses activités de forage pendant la période de mai à octobre, la société a indiqué qu'il lui faudrait réévaluer tout le plan de conception et d'exécution du projet. Environnement Canada poursuit les entretiens avec Pétrolière Impériale sur cette question.

La société a indiqué qu'elle tient à observer, au minimum, les limites prescrites dans la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta et a reconnu qu'il lui faut examiner plus à fond l'exploitation prévue de ses installations dans la refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Elle est décidée à continuer d'évaluer les options relatives à l'atténuation du bruit pendant ses travaux détaillés de planification et d'ingénierie afin de trouver des solutions pratiques aux préoccupations qu'Environnement Canada a soulevées. Comme elle l'a indiqué antérieurement, Pétrolière Impériale est pleinement résolue à collaborer avec Environnement Canada pour réduire le bruit causé par les installations de production situées dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et elle s'attachera à ramener les émissions de bruit en deçà des limites prescrites par la Directive no 38

de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, s'il est techniquement et économiquement possible de le faire.

En plaidoirie finale, les promoteurs et Environnement Canada étaient d'avis que les exigences au chapitre de la réglementation du bruit dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, qu'il s'agisse des exigences de l'Office national de l'énergie ou de la réglementation des refuges d'oiseaux migrateurs, ne peuvent être établies de façon définitive qu'après l'achèvement de la conception et des études techniques détaillées, la préparation d'une analyse de l'impact sonore et la tenue d'autres entretiens entre les parties. Environnement Canada continuera à collaborer avec l'Office national de l'énergie, les promoteurs et d'autres régies intéressées pour régler les questions relatives aux émissions de bruit dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Pétrolière Impériale a indiqué en plaidoirie finale qu'elle s'engage à respecter les exigences de la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta ainsi qu'à continuer à évaluer les méthodes d'atténuation du bruit au cours de ses travaux détaillés de planification et d'ingénierie, afin de trouver des solutions pratiques aux préoccupations soulevées par Environnement Canada.

Opinion de l'Office

Tout comme Environnement Canada, nous pensons que la réglementation des effets du bruit dans un refuge d'oiseaux protégé au niveau national doit faire appel à des considérations particulières, à l'application de pratiques exemplaires ainsi qu'à l'emploi des meilleures techniques existantes, dans l'esprit de « l'amélioration continue de la sécurité pipelinière et de la protection de l'environnement ». La condition T8 concerne la réglementation du bruit au champ de Taglu et vise à réduire au minimum les perturbations causées par les installations du projet à l'intérieur du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Elle exige que le promoteur respecte la norme « d'usage » de la Directive nº 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, tout en laissant ouverte la possibilité d'atteindre la norme plus rigoureuse qu'Environnement Canada a recommandée à la Commission d'examen conjoint, et que cette dernière a acceptée. Ainsi, le libellé de la condition offre la latitude voulue pour adapter la norme selon ce que dicteront les études d'ingénierie finales, une analyse de l'impact sonore, vérifiée de façon indépendante, et la détermination définitive de la ligne de clôture, qui servira de base de calcul de la distance aux fins de la norme de réglementation.

Nous sommes conscients qu'il existe un processus parallèle d'octroi de permis dans le cas du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et qu'il faut garantir la cohérence et la clarté des conditions émises respectivement par Environnement Canada et l'Office national de l'énergie.

Empreinte écologique

Bon nombre des installations proposées au champ de Taglu, comme la plateforme d'exploitation, l'installation de conditionnement du gaz, les conduites d'écoulement et la piste d'atterrissage, seraient situées à l'intérieur de la limite est du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. L'étendue totale de la perturbation permanente de la surface serait environ 30 hectares.

Pétrolière Impériale a incorporé dans la conception du projet des mesures visant à réduire l'empreinte globale des travaux de mise en valeur à Taglu, notamment :

- Placer une seule plateforme d'exploitation près du centre du réservoir et effectuer des forages directionnels pour creuser tous les puits proposés à partir de cette plateforme commune. La plateforme mesurerait environ 70 mètres de large sur 300 mètres de long et serait desservie de chaque côté par une route d'accès de 15 mètres, ce qui donnerait une zone de perturbation de 100 mètres de largeur.
- Situer l'installation de conditionnement du gaz à côté de la plateforme d'exploitation pour éviter de créer un réseau de routes.
- Accéder au site au moyen de barges fluviales durant l'été et d'une route d'hiver, et éviter l'ajout de nombreuses routes d'accès supplémentaires passant dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall.
- Situer la plateforme d'exploitation et l'installation de conditionnement du gaz sur du terrain déjà perturbé.
- Situer les aires de stockage hors du refuge d'oiseaux, notamment pour certains des réservoirs de combustible.
- Situer les aires de rassemblement du matériel de forage en dehors du refuge d'oiseaux,

comme à la pointe Tununuk (barre C), une zone de concession déjà perturbée qui se trouve à quelque 50 kilomètres au sud du site proposé de Taglu (voir la figure 4-1).

Pétrolière Impériale a l'intention de construire les installations hors chantier, en gros modules, et de les transporter à Taglu en vue de l'assemblage. À la suite de ses consultations avec les parties prenantes de la région, elle a déterminé qu'il y aurait possibilité d'accroître la taille des modules fabriqués hors chantier, dans la mesure où ils peuvent être transportés avec succès et mis en place sur le site. Selon les descriptions fournies au sujet de l'exécution des travaux de construction, ce concept permettrait de réduire :

- l'empreinte du projet de Taglu dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall;
- les services aériens assurés au site via une piste d'atterrissage dans l'Île-Kendall;
- la circulation de barges sur le fleuve Mackenzie.

Pétrolière Impériale a indiqué également qu'elle envisageait d'aménager une installation de conditionnement du gaz posée sur barge, comme celle prévue au champ de Niglintgak. Ceci, toutefois, ne réduirait pas l'empreinte globale du projet.

La piste d'atterrissage proposée au champ de Taglu, à l'intérieur du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, préoccupe Environnement Canada parce qu'elle occuperait environ sept ou huit hectares.

Les déchets de forage produits au champ de Taglu peuvent être séparés en résidus solides (déblais de forage) et liquides (fluides dans la fosse de réserve). Ces déchets sont ordinairement évacués dans un puisard, mais l'utilisation de puisards est interdite dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall.

Pétrolière Impériale prévoit d'abord injecter les solides et les liquides dans un puits de refoulement réservé à cet effet; par la suite, à mesure que progressent les travaux de forage, les déchets de forage seraient éliminés en les injectant par l'annulaire d'un puits de production foré antérieurement (voir la figure 4-11). Suivant cette approche, le puits de refoulement serait utilisé comme moyen de secours si l'injection par l'annulaire d'un puits de production posait un problème. De plus, la société aménagerait sur place une zone de stockage temporaire des déblais de forage au cas où des problèmes d'équipement ou d'injection empêcheraient d'utiliser un puits de production ou le puits de refoulement réservé.

Les solides, ou déblais de forage, comptent pour environ 20 % du volume total des déchets de forage à évacuer dans les puits. Avant leur injection dans un puits, ils doivent être mélangés à de l'eau pour former une bouillie. Il est prévu que l'injection des déblais se fera par « lots séparés » d'un volume limité, au cours d'opérations de forage distinctes. Pendant l'injection, on contrôlerait la pression d'injection et les propriétés des fluides pour s'assurer que le réservoir se comporte de la façon prévue et qu'il ne se produit pas de fractures imprévues. L'injection souterraine de bouillie n'a jamais encore été pratiquée dans les Territoires du Nord-Ouest à l'échelle que propose Pétrolière Impériale.

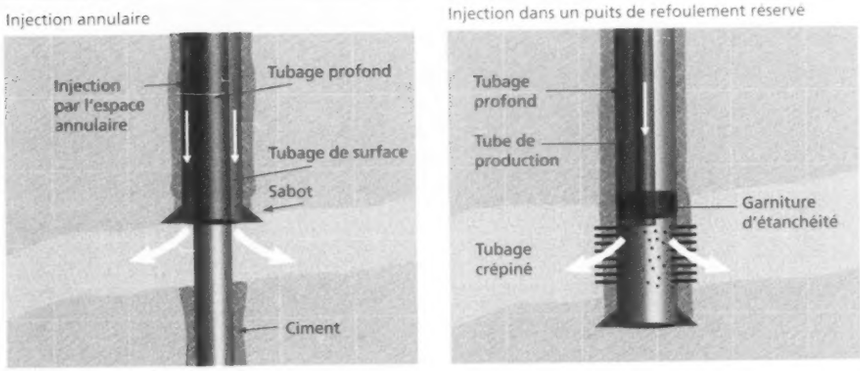
La méthode de rechange que la société propose pour l'élimination des déchets de forage consiste à injecter les fluides de la fosse de réserve par l'annulaire de puits et à incinérer les déblais de forage. Les résidus d'incinération seraient ensuite transportés dans une décharge approuvée.

Pour ce qui concerne la circulation aérienne, comme l'a souligné la Commission d'examen conjoint,

> Environnement Canada et les promoteurs ont examiné les autres moyens d'accéder au site de Taglu et ont convenu que la piste d'atterrissage proposée est la solution qui occasionnerait le moins d'effets négatifs.

Figure 4-11

Élimination des déchets de forage



La Commission d'examen conjoint partageait cet avis. Pétrolière Impériale poursuivra les consultations avec Environnement Canada au sujet des opérations aériennes proposées au site de Taglu.

Des travaux de dragage seront effectués dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall et Environnement Canada ne permettra pas que les déblais soient entassés à l'intérieur du refuge sur un habitat terrestre non perturbé. Le ministère a demandé à l'Office d'exiger que les plans de dragage du site d'accostage de barges au champ de Taglu fassent état de l'impact éventuel des travaux de dragage, ainsi que des mesures de gestion des déblais et mesures d'atténuation propres au site qui sont proposées afin de remédier aux effets négatifs. Comme il a été souligné précédemment, pareille condition devrait aussi faire allusion au succès des consultations tenues entre les promoteurs et Environnement Canada.

Opinion de l'Office

Nous acceptons le plan conceptuel de Pétrolière Impériale qui consiste à disposer des déblais de forage par injection souterraine sous forme de bouillie, car cela évite l'utilisation de puisards tout en réduisant au minimum l'empreinte écologique du projet dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Cependant, comme l'injection de bouillie au fond d'un trou n'a jamais encore été pratiquée dans

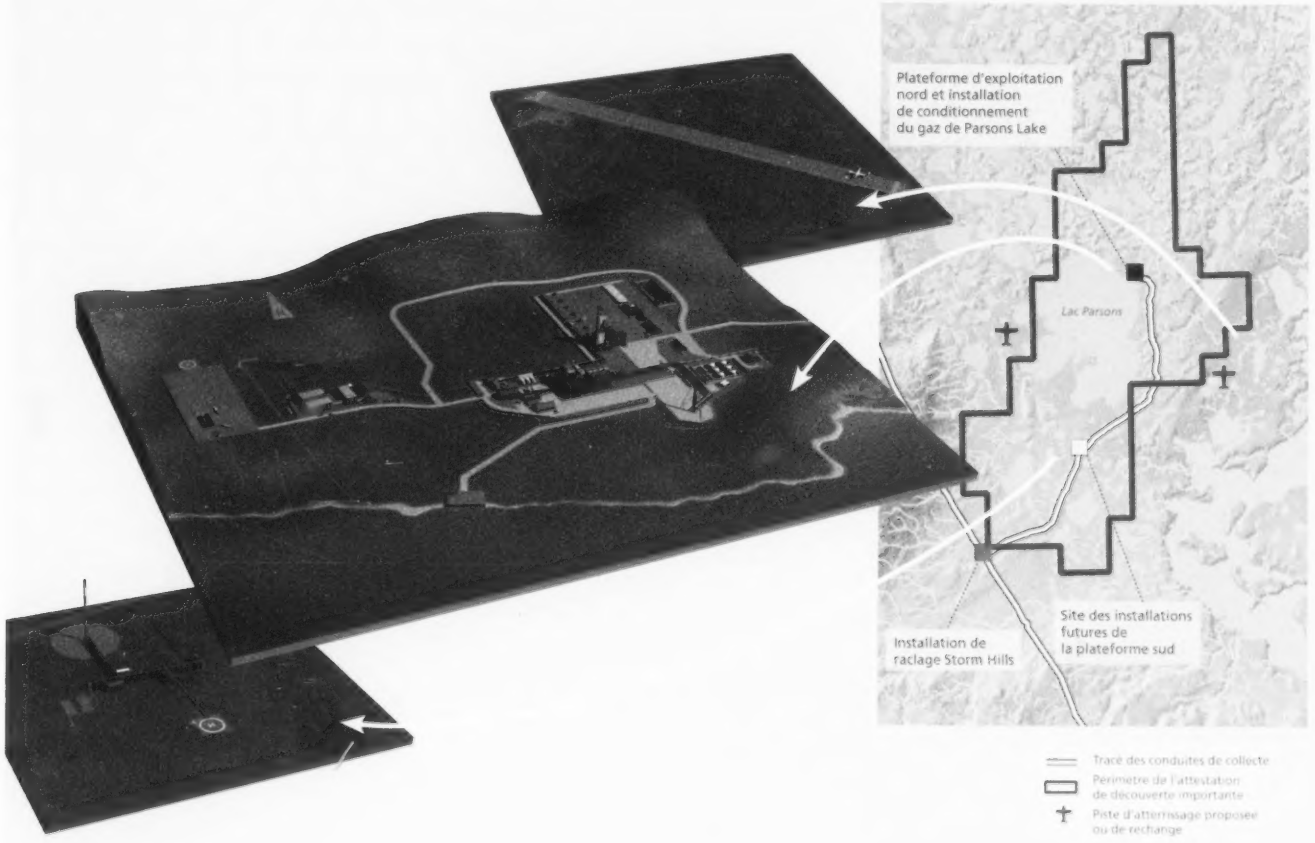


Figure 4-12

Installations de production au champ de Parsons Lake

le delta du Mackenzie sur une aussi grande échelle, l'Office impose la condition T4 voulant que Pétrolière Impériale lui présente un programme de gestion des injections de déblais de forage. Nous évaluerons l'à-propos du programme du point de vue du confinement souterrain des déchets de forage, de la sécurité, de la protection de l'environnement et de la conservation des ressources.

Après avoir pris en considération les divers commentaires formulés au sujet de la condition T9, en ce qui concerne le dragage, nous avons modifié la condition afin d'exiger le dépôt d'un plan de gestion des déblais de dragage et de préciser les exigences relatives aux consultations avec Environnement Canada, Pêches et Océans Canada, Affaires indiennes et du Nord Canada et Transports Canada.

4.4 Parsons Lake

Bordant le delta du Mackenzie à l'est, le champ de Parsons Lake est situé à 70 kilomètres au nord d'Inuvik et 55 kilomètres au sud-ouest de Tuktoyaktuk, dans la péninsule de Tuktoyaktuk. Le champ de Parsons Lake, contrairement aux champs voisins de Niglintgak et de Taglu se trouvant au nord-ouest de celui-ci, n'est pas situé dans le delta du Mackenzie ni dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall.

ConocoPhillips Canada (North) Limited (ConocoPhillips) a sollicité l'approbation d'un plan de mise en valeur du champ de Parsons Lake en vertu de l'article 5.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. ConocoPhillips et ExxonMobil Canada Properties (ExxonMobil) proposent d'extraire le gaz naturel et les liquides de gaz naturel du champ de Parsons Lake et de les acheminer via le réseau de collecte Mackenzie, avec les hydrocarbures produits aux champs de Taglu et de Niglintgak, jusqu'à l'installation de la région d'Inuvik.

Tableau 4-4

Calendrier des principaux travaux au champ de Parsons Lake

Activité	Saison et année
Transport de l'équipement de construction jusqu'à l'aire de rassemblement dans le delta	Été 2014
Début de la construction de la route d'hiver et préparation des sites d'emprunt, transport de matériel jusqu'à la plateforme nord, aménagement de la route d'accès tous temps et de la piste d'atterrissage	Hiver 2014-2015
Construction et mise en service complète de la piste d'atterrissage	Été 2016
Aménagement de la route d'hiver pour le transport de modules lourds, transport des très gros modules faisant partie de l'installation de conditionnement du gaz et début de la mise en place des modules	Hiver 2016-2017
Début du programme de forage à la plateforme nord	Hiver 2016-2017
Exécution du programme de forage et d'essai sur la plateforme nord	Hiver 2018-2019
Démarrage de l'installation de conditionnement du gaz	Hiver 2018
Programme de forage sur la plateforme sud, construction d'une conduite d'écoulement de la plateforme sud à la plateforme nord	Après 2019

D'après les estimations, les dépenses en immobilisations relatives à la mise en valeur du champ de Parsons Lake s'établiraient à 1,55 milliard de dollars, et les dépenses d'exploitation et d'entretien s'élèveraient en moyenne à 25 millions de dollars par année pendant la période de 2019 à 2023.

Le projet de mise en valeur de Parsons Lake (voir la figure 4-12) comprendrait ce qui suit :

- l'aménagement d'une plateforme nord regroupant de neuf à dix-neuf puits de production, deux puits de refoulement et une installation de conditionnement du gaz;
- l'aménagement d'une plateforme sud comprenant de trois à sept puits de production;
- la construction et l'exploitation de conduites d'écoulement reliant la plateforme sud à la plateforme nord;
- l'infrastructure de soutien requise, y compris une piste d'atterrissage tous temps.

On prévoit que la construction aura lieu de 2014 à 2018 et que les travaux de production débuteront en 2018 pour se poursuivre, selon les estimations, pendant 25 ou 30 ans.

4.4.1 Conception des installations de Parsons Lake

ConocoPhillips projette de transporter et de rassembler l'équipement de construction au cours de l'été 2014, en prévision des travaux d'hiver. Le tableau 4-4 donne un aperçu du calendrier de construction.

ConocoPhillips estime que le projet nécessiterait une superficie de 28 hectares, en comptant les plateformes d'exploitation nord et sud, la piste d'atterrissage et une route tous temps de 2,5 kilomètres reliant la piste d'atterrissage à la route principale.

Puits et plateformes d'exploitation

Selon la proposition, la première phase de développement comprend l'aménagement d'installations de forage sur les plateformes nord et sud, et la construction de jusqu'à trois plateformes satellites conditionnelles. La plateforme nord porterait au départ jusqu'à neuf puits de production, un puits de refoulement pour déchets de forage et un puits d'injection des déblais, et elle pourrait recevoir jusqu'à dix puits de production conditionnels.

Les plans préliminaires de la deuxième phase de développement, qui surviendrait en 2024, comprennent le forage de trois puits de production fermes et de jusqu'à quatre puits de production conditionnels à partir de la plateforme sud

ConocoPhillips envisage qu'il ne sera peut-être pas possible de rejoindre certaines parties du champ de Parsons Lake en forant uniquement à partir des plateformes nord et sud. Par conséquent, elle a déterminé trois sites possibles pour des plateformes satellites conditionnelles, qui pourraient compter jusqu'à trois puits chacune. ConocoPhillips développerait les puits conditionnels si les travaux de forage et de production révélaient la présence de failles causant une compartimentation du réservoir.

Dans le plan de mise en valeur qu'elle a déposé, ConocoPhillips indique les emplacements préliminaires des fonds de trou de neuf puits de production, deux puits conditionnels, un puits d'injection des déblais et un puits de refoulement pour déchets de forage qui seraient situés sur la plateforme nord, et ceux de trois puits de production et d'un puits conditionnel qui seraient forés à partir de la plateforme sud (voir la figure 4-13). Tous les puits seraient réalisés par forage directionnel, sauf le puits d'injection des déblais qui serait vraisemblablement un puits vertical. Les profondeurs préliminaires totales des puits, verticales et mesurées, varient de 1 000 à 3 150 mètres et de 1 000 à 4 734 mètres, respectivement. ConocoPhillips a présenté, elle aussi, une stratégie de production mélangée à Parsons Lake, afin de drainer les compartiments du réservoir d'une manière efficace et économique.

La plateforme nord serait construite sur des matériaux granulaires d'environ 1,5 mètre d'épaisseur. La plateforme sud et les plateformes satellites conditionnelles seraient construites sur des îlots de glace et il n'y aurait qu'une petite bande de matériaux granulaires autour des têtes de puits. Toutes les plateformes d'exploitation comprendraient des trous de forage, des têtes de puits et des bâtiments de puits. Des thermosiphons seraient

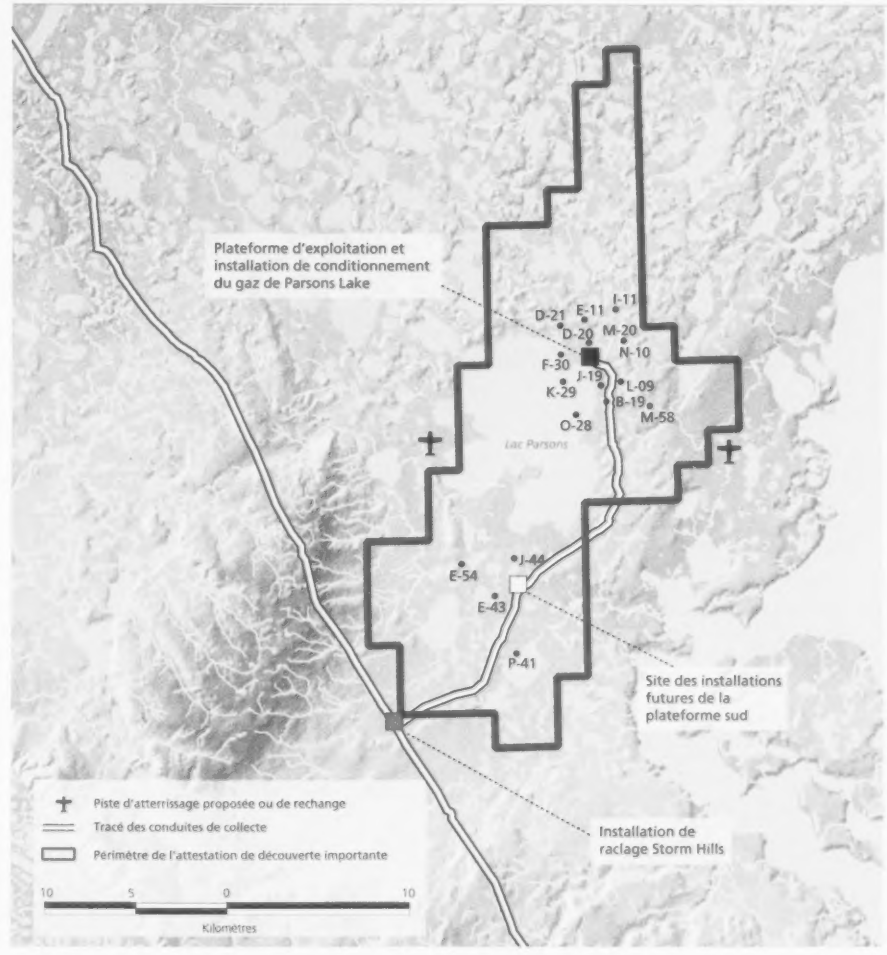


Figure 4-13

Carte du champ de Parsons Lake

installés pour garder le pergélisol gelé sous les plateformes.

Conduites d'écoulement

Après leur extraction, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel seraient acheminés des puits jusqu'à l'installation de conditionnement du gaz située sur la plateforme nord au moyen de conduites d'écoulement aménagées en surface. La conduite d'écoulement de 16 kilomètres qui part de la plateforme sud serait montée sur des supports de métal sur pieux, à une hauteur d'au moins 2,2 mètres au-dessus du sol, et serait parallèle à la canalisation latérale Parsons Lake du réseau de collecte Mackenzie. Les hydrocarbures extraits sur la plateforme sud seraient comptés et chauffés avant d'être acheminés à la plateforme nord. Les conduites d'écoulement seraient isolées afin de maintenir la température du contenu entre 30 °C et 50 °C. Ceci aiderait à prévenir que le gaz naturel et les liquides de gaz naturel, ainsi que toute eau produite, ne gèlent et bouchent les conduites.

Les volumes extraits sur les éventuelles plateformes d'exploitation satellites seraient acheminés jusqu'à la plateforme nord et l'installation de conditionnement du gaz via des conduites d'écoulement isolées aménagées en surface.

Installation de conditionnement du gaz

L'installation de conditionnement du gaz aurait une capacité maximum de 9 Mm^3/j (324 Mpi^3/j) et assurerait le traitement des fluides extraits du réservoir afin qu'ils répondent aux exigences techniques du réseau de collecte. L'installation comprendrait diverses composantes servant à :

- séparer le gaz de l'eau libre et des liquides d'hydrocarbures (liquides de gaz naturel);
- comprimer et déshydrater le gaz;
- refroidir et compter les hydrocarbures avant leur entrée dans le réseau de collecte;
- collecter toute eau produite et l'envoyer dans un puits de refoulement.

L'unité de déshydratation du gaz est conçue pour réduire à 6 mg/m^3 la teneur en humidité du gaz marchand et éliminer tout risque de corrosion causé par la présence de dioxyde de carbone dans le flux gazeux. Le plan de conception de ConocoPhillips inclut un système de purge et de détente, y compris des torchères, pour assurer la décompression d'urgence et le brûlage à la torche aux plateformes nord et sud. Des équipements seraient ajoutés pour comprimer le gaz envoyé dans le réseau de collecte, à mesure que la pression aux têtes de puits diminue.

L'installation de conditionnement du gaz serait constituée de très gros modules fabriqués hors chantier, qui seraient expédiés par barge jusqu'à Tuktoyaktuk, puis transportés via une route d'hiver jusqu'à Parsons Lake. Une fois rendus sur le chantier, les modules seraient installés sur des pieux d'acier, à une hauteur de un à deux mètres au-dessus de la surface de gravier. Les bâtiments installés sur la plateforme de gravier reposeraient sur des fondations isolées et seraient munis de thermosiphons.

Configuration du système de production

ConocoPhillips a examiné diverses façons de configurer les installations de production, comme placer l'installation principale de conditionnement du gaz sur la plateforme sud, loger une installation satellite minimale sur la plateforme nord et transporter le gaz de la plateforme nord à la plateforme sud via une conduite d'écoulement. Cependant, cette autre configuration nécessiterait une conduite d'écoulement de plus gros diamètre que celle qui est proposée actuellement et serait plus coûteuse.

Une autre possibilité que ConocoPhillips a évaluée consistait à placer des installations de conditionnement du gaz sur les deux plateformes, nord et sud. Cette solution serait également plus coûteuse, et l'installation de conditionnement de la plateforme nord ne serait pas utilisée pleinement.

Étant donné que le gaz du gisement nord de Parsons Lake a une teneur en dioxyde de carbone d'environ 3 % et que celui du gisement sud en contient environ 5 %, ConocoPhillips a évalué le besoin d'installations pour extraire le dioxyde de carbone du gaz produit. Elle a étudié quatre options concernant l'extraction du dioxyde de carbone, dont les coûts variaient de 80 à 100 millions de dollars. Au lieu de doter les installations de Parsons Lake de la capacité d'extraire le dioxyde de carbone, ConocoPhillips a choisi comme solution de mélanger le gaz de Parsons Lake à celui des champs de Niglintgak et de Taglu, qui aurait une teneur moindre en dioxyde de carbone. Le mélange du gaz provenant des trois champs permettrait à ConocoPhillips de respecter les exigences techniques de l'installation de la région d'Inuvik en ce qui a trait à la teneur en dioxyde de carbone.

Transport durant l'hiver

ConocoPhillips prévoit transporter les sept très gros modules préassemblés de l'installation de conditionnement du gaz de Tuktoyaktuk à Parsons Lake via une route de glace conçue pour charges lourdes; le transport se ferait durant l'hiver précédant le début de la production commerciale de gaz. La route de glace proposée serait aménagée spécialement pour fournir une surface lisse et supporter le poids de remorques lourdes portant les modules très lourds, et de très grande dimension, formant l'installation de conditionnement du gaz. À cause de la taille

et du poids des charges, il faudrait que la route réponde aux spécifications suivantes : mesurer 20 mètres de large dans une emprise de 50 mètres; avoir une déclivité maximum de 3 %; ne pas comporter de courbes aiguës; et éviter les plans d'eau gelés. La route de glace serait construite tard dans la saison et utilisée vraisemblablement pendant de six à huit semaines. Toutefois, dans l'éventualité où la saison d'hiver serait de courte durée, le montage de l'installation de conditionnement du gaz pourrait subir de gros retards si la route d'hiver ne pouvait être employée pour transporter les sept modules.

En outre, ConocoPhillips propose de forer les puits du gisement sud et les puits satellites à partir de plateformes faites d'îlots de glace. Elle se rend compte que le calendrier de forage pourrait être retardé si l'hiver s'avérait anormalement doux. En pareil cas, ces puits ne seraient forés qu'à l'hiver suivant.

Opinion de l'Office

Nous estimons que la démarche générale, le concept et le plan de mise en valeur que ConocoPhillips a proposés à l'égard du champ de Parsons Lake sont raisonnables. Nous sommes conscients que la société se servira des nouvelles données géologiques et informations sur les réservoirs qui seront recueillies pendant les travaux de forage et de production pour déterminer si d'autres failles et compartiments sont présents et s'il est nécessaire d'avoir recours à des puits conditionnels. Suivant la condition P17, ConocoPhillips doit présenter à l'Office national de l'énergie une mise à jour de son plan de gestion des ressources dans les 18 mois suivant le début de la production ou avant le forage de puits conditionnels.

Suivant la condition P5, ConocoPhillips doit présenter les résultats d'échantillonnages et d'analyses convenables du gaz au cours des opérations de forage et de production, puisqu'on s'attend à ce que le gaz extrait du champ de Parsons Lake contienne entre 3 et 5 % de dioxyde de carbone.

Nous acceptons le concept de production mélangée que ConocoPhillips a proposé pour drainer efficacement les compartiments du réservoir. L'Office examinera au cas par cas l'à-propos d'opter pour la production mélangée, pendant les travaux de forage et de production, conformément à l'article 66 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*.

La condition P30 prescrit que l'approbation du plan de mise en valeur du champ de Parsons Lake aux termes du paragraphe 5.1(4) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* est subordonnée à l'obtention, de la part du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, d'un avis confirmant que ConocoPhillips s'est acquittée de façon satisfaisante des exigences relatives au plan de retombées économiques, visé à l'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

4.4.2 Enjeux liés au plan de mise en valeur

Voici certains des enjeux qui ont été soulevés au cours de l'audience :

- questions soulevées par les détenteurs de droits adjacents;
- facteurs géographiques et questions de conception associés au pergélisol, au changement climatique, à la subsidence et aux crues;
- enjeux relatifs à la qualité de l'air et émissions de gaz à effet de serre;
- élimination des déblais de forage.

Questions soulevées par les détenteurs de droits adjacents

Le 16 septembre 2004, l'Office national de l'énergie a émis une déclaration de découverte exploitable à l'égard du champ de Parsons Lake, qui englobait des terrains détenus en vertu des attestations de découverte importante 030, 032 et 062.

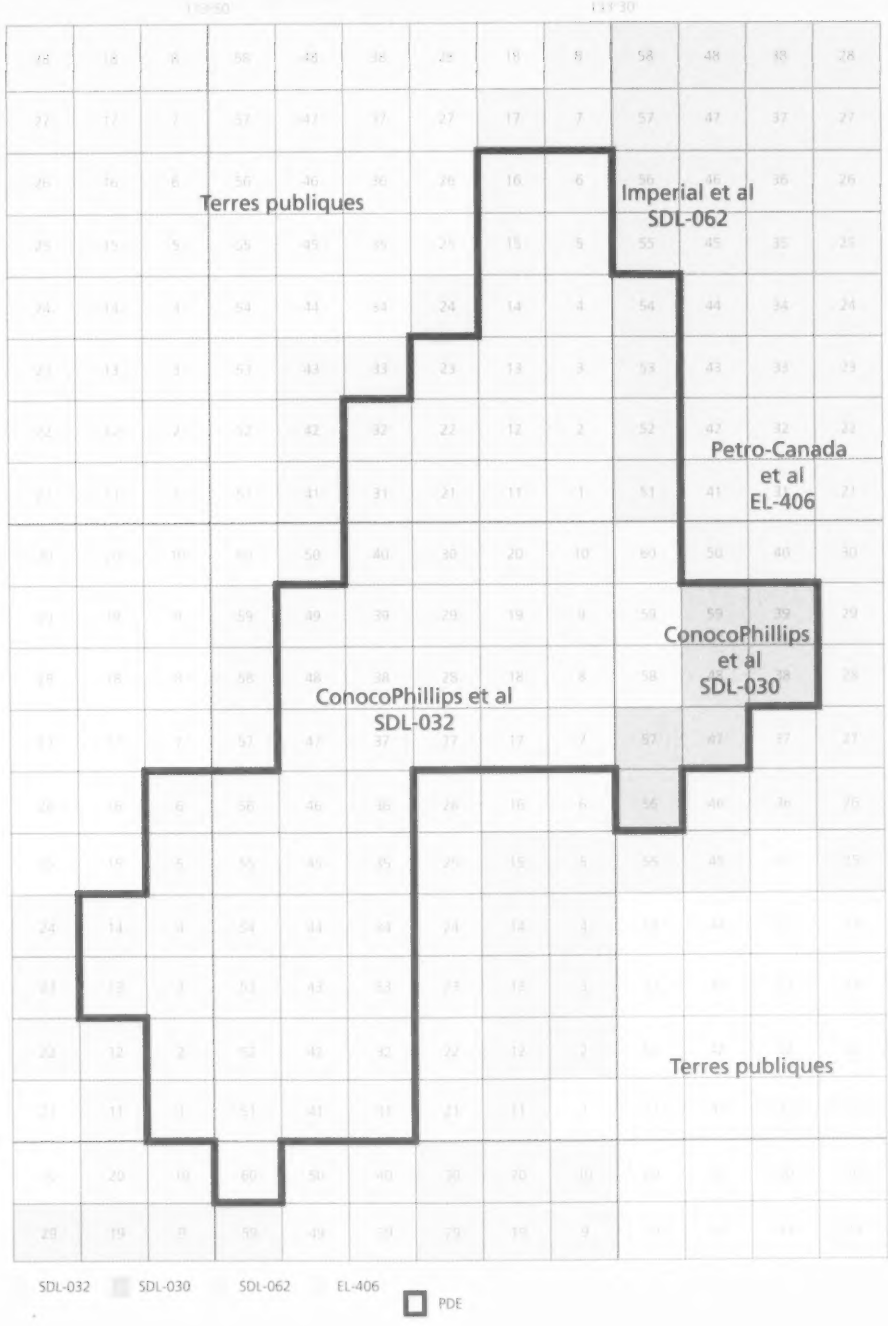
Le champ de Parsons Lake fait partie du périmètre visé par les attestations de découverte importante SDL030 et SDL032. ConocoPhillips, l'exploitante du champ, détient une participation directe de 75 % dans ces attestations, tandis qu'ExxonMobil est détentrice de 25 %. Le permis de prospection EL406[8], dont Petro Canada est l'indivisaire désigné, borde le périmètre des attestations de découverte importante SDL030 et SDL032 à l'est et au sud. Le périmètre de l'attestation de découverte importante SDL032 est bordé par des terres publiques au nord et à l'ouest. Pétrolière Impériale[9] est l'indivisaire enregistré et l'exploitante de l'attestation de découverte importante SDL062, qui vise un secteur situé le long de la limite nord-est de l'attestation de découverte importante SDL032 de ConocoPhillips. ExxonMobil Canada, ConocoPhillips et Mosbacher détiennent aussi des parts dans l'attestation SDL062. ExxonMobil a une participation de 4 à 8 % dans les segments du sud, du centre et du nord de l'attestation SDL062. ConocoPhillips détient seulement une

[8] Le permis de prospection EL406 a été remis en 2007.

[9] Dans la pièce MOL-3I, les noms Imperial Oil Resources Limited, Imperial Oil Resources Ventures Limited et Imperial semblent être utilisés de façon interchangeable.

Figure 4-14

Périmètre de découverte exploitable et attestations de découverte importante associés au champ de Parsons Lake en 2006



part d'environ 1,2 % dans le segment du centre et Mosbacher détient une participation moyenne de 3,1 % dans les segments du centre et du nord. (Voir la figure 4-14.)

Mosbacher, qui a des intérêts dans des terrains adjacents au champ de Parsons Lake, s'inquiète que des ressources gazières qui lui appartiennent soient drainées au cours de l'exploitation proposée du champ de Parsons Lake. Selon elle, on ne devrait pas approuver le plan de mise en valeur du champ de Parsons Lake parce que ConocoPhillips n'a pas soumis des plans qui respecteraient les intérêts économiques légitimes des détenteurs de terrains voisins.

Mosbacher a indiqué que, bien que son estimation du gaz en place dans la zone visée par l'attestation de découverte importante SDL062 soit modeste comparativement aux volumes associés aux attestations SDL030 et SDL032, elle croit qu'environ 5,4 % du gaz en place d'origine de Parsons Lake s'étend sous le secteur visé par l'attestation SDL062. Selon Mosbacher, les volumes contenus dans ce secteur peuvent être produits commercialement. Elle a soutenu que la zone tampon d'une unité de quadrillage que propose ConocoPhillips ne protégerait pas adéquatement ses ressources contre le risque d'être drainées lors des travaux d'exploitation menés par cette dernière en vertu des attestations de découverte importante SDL030 et SDL032. À défaut d'un accord d'union, elle estimait que les ressources gazières associées à l'attestation SDL062 seraient perdues au profit des détenteurs des attestations SDL030 et SDL032.

Mosbacher a indiqué qu'elle souhaitait que les parties négocient un accord de coopération. Ses efforts dans ce sens ayant échoué, elle demandait à l'Office d'obliger ConocoPhillips à présenter une analyse détaillée et convaincante qui prouve que les ressources des terrains adjacents ne risquent pas d'être drainées.

Mosbacher a déclaré que Pétrolière Impériale, exploitante de l'attestation de découverte importante SDL062, avait examiné la possibilité de forer un puits, de construire des installations et de raccorder le tout au projet de Parsons Lake, mais avait jugé que le projet de forage autonome n'était pas assez solide pour atteindre le taux de rendement minimal souhaité. Mosbacher a indiqué qu'elle a fait circuler par la suite un scénario de forage rentable basé sur une utilisation coopérative de la plateforme nord par tous les associés de l'attestation SDL062. Selon ce scénario, un puits unique ayant une portée horizontale[10] d'environ 7 500 mètres serait foré à partir de la plateforme nord dans la section 54 de l'attestation de découverte importante SDL062; cette longueur de puits pourrait approcher de la limite théorique de forage pour ce réservoir.

ConocoPhillips a souligné que personne n'avait empêché Mosbacher de se mettre au travail et de forer des puits, tel qu'elle-même l'avait fait. Aucun puits n'a encore été foré dans le périmètre de l'attestation de découverte importante SDL062, et ConocoPhillips juge qu'il existe beaucoup d'incertitude au sujet des ressources qu'il peut receler. De plus, ConocoPhillips a déclaré que, en l'absence de puits, des discussions sérieuses et significatives ne pouvaient pas avoir lieu au sujet d'un possible accord d'union. L'installation de conditionnement du gaz est conçue pour traiter uniquement les volumes de gaz produits au champ de Parsons Lake et ne comporte aucune capacité de réserve. ConocoPhillips ne projette pas d'agrandir l'installation à l'heure actuelle, mais il serait possible d'en accroître la capacité pour absorber le gaz d'une tierce partie, si le volume, les conditions de livraison et la composition de ce gaz étaient connus avant qu'elle finalise les plans d'ingénierie détaillés de l'installation. L'augmentation de la capacité de l'installation exigerait d'agrandir la plateforme. En outre, ConocoPhillips envisagerait de permettre à une tierce partie de forer à partir de sa plateforme d'exploitation nord, puisqu'elle est conçue pour recevoir plus de puits que ConocoPhillips ne prévoit en forer. Si Mosbacher forait un puits à partir de la plateforme nord dans le secteur visé par l'attestation SDL 062, il pourrait être nécessaire d'accroître la capacité de l'installation de conditionnement.

ConocoPhillips a sollicité une modification en vertu de l'*Ébauche des exigences d'espacement* (2009) de l'Office en ce qui touche les attestations de découverte importante SDL030 et SDL032, afin de pouvoir positionner ses puits de manière à améliorer la récupération du gaz.

En plaidoirie finale, Mosbacher a soutenu que le plan de mise en valeur proposé pour le champ de Parsons Lake est moins qu'optimal parce qu'il ne vise pas à développer l'ensemble du champ et donc encourage le gaspillage. Mosbacher a invoqué à cet égard les articles 18 et 19 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Faute d'une mise en valeur conjointe du champ, Mosbacher a demandé que l'Office rejette le plan d'espacement des puits que ConocoPhillips a soumis. Elle a prié l'Office d'envisager une condition qui obligerait ConocoPhillips à inclure dans son plan de mise en valeur toutes les terres visées par l'attestation de découverte importante SDL062 qui font partie du périmètre de découverte exploitable de Parsons Lake. Elle a aussi sollicité une condition voulant que ConocoPhillips examine à fond la possibilité de conclure des ententes de production conjointe avec d'autres parties intéressées. En outre, Mosbacher a suggéré d'imposer comme condition que ConocoPhillips mette de l'espace à la disposition d'autres parties sur ses plateformes d'exploitation, à des conditions commerciales raisonnables, de sorte que Mosbacher et d'autres parties intéressées aient la possibilité de forer des puits additionnels au moment voulu.

[10] Mosbacher a déclaré à l'audience que la longueur du forage correspondait à une « profondeur mesurée de 7 500 m ». La profondeur mesurée n'est pas la même chose que la portée horizontale, mais elle est devenue synonyme de celle-ci parce que la distance entre la plateforme nord et la section 54 est d'environ 7 500 m.

Opinion de l'Office

Nous estimons que si les détenteurs de l'attestation de découverte importante SDL062 acceptent de mettre leurs terres en valeur, le développement conjoint du champ de Parsons Lake serait l'approche souhaitée. Elle aurait l'avantage de réduire au minimum les redondances dans les installations ainsi que l'empreinte écologique des travaux d'exploitation dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Nous croyons également qu'une mise en valeur conjointe doit découler de négociations commerciales et d'accords conclus librement par les parties en cause. Il est à noter que les dispositions de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* concernant l'union obligatoire ne sont pas encore en vigueur, mais que si elles l'étaient, l'union obligatoire exigerait la participation de ConocoPhillips puisqu'elle détient une grande partie des terres comprises dans le périmètre de découverte exploitable deParsons Lake. ConocoPhillips a déclaré qu'avant que des discussions significatives puissent avoir lieu au sujet de la mise en valeur conjointe du champ ou d'un accord d'union, il faut que Mosbacher démontre la portée du gisement sur son terrain en forant un puits dans la zone de l'attestation de découverte importante SDL062. Sous ce rapport, la condition P2 exige que ConocoPhillips conçoive les plateformes d'exploitation nord et sud de façon à ce que chacune de celles-ci puisse être agrandie pour

permettre aux détenteurs de droits adjacents d'y forer au moins un puits. Dans la mesure où ConocoPhillips et Mosbacher peuvent s'entendre sur les modalités commerciales, dont l'aspect temporel, cette condition donnerait à Mosbacher la possibilité de forer des puits directionnels pour délimiter la portion du champ qui se trouve sur ses terrains, tout en produisant une empreinte écologique minime dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall.

Comme il n'existe actuellement aucune entente de mise en valeur conjointe entre les détenteurs de l'attestation de découverte importante SDL062, ConocoPhillips et ExxonMobil, l'Office estime sans fondement la condition voulant qu'il oblige ConocoPhillips à inclure dans son plan de mise en valeur toutes les sections visées par l'attestation de découverte importante SDL062 qui se trouvent dans le périmètre de découverte exploitable de Parsons Lake. Étant donné que le forage d'un puits sur les terres de Mosbacher est une condition préalable à toutes discussions de mise en valeur conjointe, nous rejetons l'autre condition que propose Mosbacher, à savoir exiger que ConocoPhillips examine à fond la possibilité de conclure des ententes de production conjointe avec d'autres parties intéressées.

En l'absence d'ententes de mise en valeur conjointe, nous estimons que l'*Ébauche des exigences d'espacement* (2009) convient en l'espèce. Elle propose une démarche équitable à l'égard de l'optimisation de la récupération du gaz et de la protection des droits corrélatifs des détenteurs d'une participation dans des terrains adjacents. Aux termes de la condition P18, ConocoPhillips doit se conformer à l'*Ébauche des exigences d'espacement*, laquelle fixe pour les puits gaziers une zone hors cible de 250 mètres par rapport aux terrains adjacents d'autres propriétaires. Ceci est comparable à la marge de recul que prévoit la réglementation de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Yukon.

Suivant l'*Ébauche des exigences d'espacement*, ConocoPhillips n'aurait pas à solliciter une modification à l'égard des emplacements de puits préliminaires qu'elle a proposés. L'ébauche impose une limite d'un puits producteur dans toute unité d'espacement adjacente à des terrains appartenant à d'autres propriétaires, mais il n'y a pas d'exigence concernant une zone hors cible et plus d'un puits producteur est permis dans les unités d'espacement non adjacentes aux terres d'autres propriétaires[11]. L'Office examinerait toute demande future de modification au moment où elle lui serait présentée et l'évaluerait au regard de l'*Ébauche des exigences d'espacement* (2009) ou de toute ordonnance concernant l'espacement des puits qui l'aurait remplacée.

À notre avis, Mosbacher n'a pas apporté une preuve qui permette de conclure que le plan de mise en valeur de Parsons Lake encourage le gaspillage. Nous jugeons que le plan de production proposé convient pour un champ de gaz classique tel que celui de Parsons Lake. La mise en place de la condition P19, exigeant que ConocoPhillips se conforme à l'*Ébauche des exigences d'espacement* (2009), garantit que Mosbacher aura la possibilité de forer des puits et de mettre en valeur les terres comprises dans l'attestation de découverte importante SDL062[12].

[11] Partie IV de l'Ébauche des exigences d'espacement de 2009.

Facteurs géographiques et questions de conception

Pergélisol et changement climatique

Le champ de Parsons Lake est situé dans une zone de pergélisol continu. L'épaisseur du pergélisol au nord et à l'est du lac varie de 354 à 378 mètres. Des forages géotechniques exécutés sur la plateforme nord et dans des zones adjacentes en 2004 ont révélé que toute la zone de la plateforme nord repose sur de la glace massive. Comme dans le cas des autres champs de développement, les travaux de mise en valeur pourraient causer le dégel du pergélisol et modifier appréciablement le paysage nordique.

ConocoPhillips prévoit recourir à un éventail de mesures pour préserver le pergélisol. Ces mesures sont classées en deux catégories : les méthodes de protection visant les installations en surface et les méthodes de protection du pergélisol pendant les activités de forage et de production.

ConocoPhillips a l'intention d'isoler le sol des sources de chaleur, telles que les bâtiments et les conduites d'écoulement par exemple, grâce notamment aux méthodes suivantes :

- empiler 1,5 mètre de gravier sur toutes les plateformes d'exploitation et la piste d'atterrissage pour favoriser la stabilité thermique du sol et fournir une protection contre la pression de contact causée par les véhicules; une couche isolante rigide ou

[12] Les terrains visés par l'attestation de découverte importante SDL062 qui faisaient partie de la déclaration de découverte exploitable émise par l'Office national de l'énergie le 3 novembre 2004 peuvent faire l'objet d'un permis de production.

une toile géotextile pourrait être ajoutée à certains endroits pour assurer une meilleure protection du pergélisol;
- surélever les bâtiments à une hauteur de 1,5 mètre au-dessus des plateformes de gravier, au moyen de pieux en tubes d'acier du type qui favorise l'adhérence due au gel, afin de permettre la circulation d'air entre le bâtiment et la plateforme de gravier;
- installer des thermosiphons sous toute fondation sur terre-plein, ainsi que surélever et isoler les conduites d'écoulement, tel qu'il est décrit à la section 4.4.1;
- si des remblais sont aménagés, ajuster l'angle des talus pour réduire au minimum la dégradation due au dégel.

On adopterait les mesures suivantes pour protéger le pergélisol aux emplacements des puits de forage :

- espacer tous les puits, y compris les puits conditionnels, d'au moins 25 mètres – cet intervalle inter-puits excède celui de 15 mètres que C-FER Technologies et EBA Engineering ont suggéré dans leur étude touchant l'effet de l'espacement des puits sur le pergélisol, laquelle prédisait la coalescence de bulbes de dégel dans le pergélisol au bout de 20 ans dans le cas de puits placés à des intervalles de 10 mètres;
- installer des thermosiphons à proximité de chaque puits;
- descendre un tubage guide isolé dans chaque trou de puits à une profondeur d'environ 24 mètres;
- utiliser de la boue refroidie pour forer les trous de surface, employer du ciment à pergélisol pour cimenter les tubages guide et de surface dans chaque puits et insérer de l'huile diesel gélifiée dans l'espace annulaire des tubages pour les isoler.

Grâce à ces méthodes, ConocoPhillips s'attend à ce que la perte de chaleur due à la conduction et la convection des fluides produits soient réduite d'au moins 90 %, comparativement à celle qui se produirait si des fluides de packer classiques étaient utilisés.

Le Sierra Club du Canada a soulevé des questions au sujet des projections que ConocoPhillips avait utilisées dans la conception des installations du champ de Parsons Lake relativement aux changements de température qui pourraient être causés par le réchauffement climatique au cours de la durée utile du projet.

ConocoPhillips a évalué le risque de subsidence en surface due à l'extraction de gaz naturel du réservoir et a déterminé qu'en raison de la nature et de la profondeur du réservoir (trois kilomètres), aucune subsidence mesurable n'était à prévoir. De plus, parce qu'elle prévoit combiner l'emploi de thermosiphons et de techniques d'isolation des puits de forage, la société ne s'attend pas à ce qu'il y ait une subsidence mesurable attribuable au dégel du pergélisol sous les puits.

La plateforme nord se trouve à environ 45 mètres au-dessus du niveau de la mer et il n'y a aucune indication que le site a déjà été inondé. Par conséquent, ConocoPhillips ne s'attend pas à ce qu'il y ait des inondations à l'emplacement de la plateforme nord ni, du reste, à la plateforme sud.

En général, la Commission d'examen conjoint estimait que ConocoPhillips avait tenu compte du changement climatique dans la conception du projet. Néanmoins, elle a recommandé que l'Office national de l'énergie exige que la société présente des plans de conception finale incorporant une analyse plus poussée des effets du changement climatique sur le pergélisol et la stabilité du terrain au cours de la durée de vie théorique du projet et après la cessation d'exploitation. La Commission d'examen conjoint jugeait que cette analyse devrait être effectuée à l'égard d'une série d'endroits représentatifs, de conditions et de types de terrain, et qu'elle devrait prendre en compte la variabilité du climat, notamment les scénarios de température de limite supérieure, pour traduire toute la gamme des futures conditions de température, y compris la variabilité et les extrêmes, ainsi que l'impact de cette variabilité sur les régimes d'écoulement fluvial. La Commission d'examen conjoint a précisé que les résultats de ces travaux devraient être reflétés dans les plans de surveillance, d'atténuation et de gestion adaptative. Elle jugeait, par ailleurs, que ConocoPhillips devrait présenter cette analyse à d'autres régies compétentes en temps utile pour leur permettre d'en prendre connaissance et de présenter leurs conclusions à l'Office national de l'énergie.

En plaidoirie finale, Affaire indiennes et du Nord Canada a laissé entendre que les promoteurs devraient montrer comment ils avaient tenu compte des scénarios de température de limite supérieure dans la conception des installations.

La question du changement climatique est traitée plus en détail au chapitre 6 dans l'optique de la conception du projet.

Opinion de l'Office

Le réchauffement climatique mondial et régional pourrait entraîner une élévation du niveau de la mer et influer sur le régime climatique. Comparativement aux autres champs de développement, celui de Parsons Lake est situé en terrain plus élevé et à une plus grande distance de la mer, si bien que

ses installations seraient moins exposées aux effets possibles du changement climatique.

Nous sommes satisfaits de l'approche générale que ConocoPhillips a adoptée à l'égard de la protection du pergélisol au cours de la mise en valeur du champ de Parsons Lake. Étant donné que des fluides chauds circuleront dans les trous des puits pendant le forage et la production, il importe, pour des motifs de sécurité et de protection environnementale, de prévenir la coalescence des bulbes de dégel dans le pergélisol qui pourraient se former autour des trous de forage. La condition P3 prescrit que l'espacement inter-puits sur les plateformes d'exploitation du champ de Parsons Lake doit être d'au moins 15 mètres, à moins que ConocoPhillips n'adopte des mesures d'atténuation agréées par l'Office.

Suivant la condition P8, ConocoPhillips doit produire des données de conception finale détaillée qui comprennent une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour l'installation de Parsons Lake supposant des scénarios possibles de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser pendant la vie utile des installations. De plus, ConocoPhillips doit fournir des renseignements sur l'effet possible des scénarios en question du point de vue de la configuration des précipitations et du niveau des eaux du lac Parsons et d'autres lacs des environs. Nous estimons qu'il y aurait lieu de consulter des ministères tels qu'Environnement Canada, Affaires indiennes et du Nord Canada et Ressources naturelles Canada afin de profiter de leur expertise.

Enjeux relatifs à la qualité de l'air

L'air dans le Nord est réputé d'excellente qualité et les habitants de la région tiennent absolument à ce qu'il en demeure ainsi. Environnement Canada et les promoteurs étaient d'accord que l'air est de bonne qualité dans la zone d'implantation du projet et, comme l'ont fait d'autres régies gouvernementales, ils ont souligné le besoin de « protéger les régions non polluées ». Ce principe implique que les nouveaux projets de développement industriels soient « planifiés, construits et exploités de manière à réduire au minimum la dégradation de la qualité de l'air dans de telles régions ».

En ce qui concerne la qualité de l'air, les enjeux liés au projet comprenaient les émissions provenant du pipeline et des champs de développement, les activités de surveillance et les émissions de gaz à effet de serre, dans le contexte du changement climatique. La Commission d'examen conjoint a indiqué que l'Office national de l'énergie serait responsable au premier chef de la réglementation des émissions atmosphériques du projet et qu'Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest joueraient un rôle consultatif à cet égard. Elle s'est inclinée devant le savoir-faire et l'expérience de l'Office pour ce qui est de réglementer les aspects interprovinciaux des activités de l'industrie gazière et pétrolière et du secteur de l'électricité, y compris les questions environnementales. Elle a aussi souligné les vastes connaissances environnementales et régionales qu'Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pouvaient apporter dans l'examen du projet.

Les émissions atmosphériques peuvent tenir aux effets spécifiques du projet associés aux travaux de construction, à l'exploitation et à l'incinération des déchets. L'incidence sur la qualité de l'air peut aller de locale à régionale dans le cas des matières particulaires et du dioxyde de soufre, ou être de portée mondiale lorsqu'il s'agit de gaz à effet de serre. Des émissions seraient produites à l'étape de la construction, par le brûlage à la torche intermittent effectué durant les essais de puits au champ de Parsons Lake.

La question des émissions est examinée plus en détail au chapitre 3 en ce qui a trait au pipeline et traitée au chapitre 6 dans l'optique de la conception des installations.

Dans son rapport, la Commission d'examen conjoint a indiqué que les données de référence des promoteurs étaient une compilation de données historiques et des résultats d'activités de surveillance de la qualité de l'air menées pendant un an à proximité des collectivités d'Inuvik et de Norman Wells, et de façon périodique aux champs gaziers de Parsons Lake et de Taglu. D'après les données de surveillance des promoteurs et d'autres sources, la concentration de fond en polluants atmosphériques est généralement en deçà des seuils de détection ou des limites définies dans les lignes directrices pertinentes. Seul l'ozone fait exception à la règle, des niveaux de fond relativement élevés de ce gaz ayant été relevés à Inuvik et Norman Wells. Les promoteurs ont indiqué que l'on attribue la présence de niveaux élevés d'ozone à haute altitude dans l'hémisphère Nord à l'intrusion de l'ozone stratosphérique dans les couches plus basses de l'atmosphère. Ils ont déclaré que toutes les concentrations au sol de composés dégagés pendant l'exploitation, soit aux champs de gaz, à l'installation de la région d'Inuvik et aux sites des stations de chauffage et de compression, allaient augmenter, mais qu'elles demeureraient inférieures aux limites prescrites dans les lignes

directrices fédérales et territoriales pertinentes partout dans la zone de production et le long du corridor du pipeline.

Environnement Canada a recommandé que les promoteurs conçoivent et mettent en œuvre, avec son concours, des programmes adéquats de surveillance de la qualité de l'air. Ce ministère a centré ses recommandations sur la prévention de la pollution et sur l'emploi de pratiques de gestion exemplaires et des meilleures techniques existantes afin de prévenir la dégradation de la qualité de l'air dans la mesure du possible. Le lecteur trouvera au chapitre 6 de plus amples informations concernant l'application de ces principes.

Les aînés et les exploitants Deh Cho ont déclaré que le projet doit être conçu de manière à réduire au minimum son incidence sur la qualité de l'air, et que des programmes de surveillance doivent être mis en place pour vérifier les prédictions concernant les émissions et les impacts. Au besoin, il faudra prendre rapidement des mesures correctives pour éviter qu'une dégradation de la qualité de l'air se répercute sur le sol et la faune.

Émissions de gaz à effet de serre

Les parties s'inquiétaient de l'incidence du projet du point de vue du changement climatique, surtout à la lumière des efforts que le Canada déploie à titre de membre de la communauté internationale en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du *Protocole de Kyoto*.

Le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde d'azote comptent parmi les émissions de gaz à effet de serre qui seraient produites par le projet, et chacun de ces composés exerce une action différente sur le changement climatique. Pendant l'exploitation, le brûlage de gaz naturel par des sources de combustion, comme les compresseurs, et le rejet de gaz méthane au cours des procédures normales d'évacuation de l'air et à partir de fuites mineures (émissions fugitives) seraient des sources de gaz à effet de serre. Les émissions atmosphériques sont examinées plus à fond au chapitre 6 du point de vue de la conception des installations.

Alternatives North a soutenu que l'Office national de l'énergie et le gouvernement du Canada sont investis du mandat de protéger l'intérêt public, ce qui les oblige à tenir compte des émissions de gaz à effet de serre.

Ecology North jugeait que la meilleure protection possible pour ce qui est de réduire au minimum les émissions en amont de gaz à effet de serre associées au projet consiste dans l'application de normes d'émissions rigoureuses, conçues spécialement pour le projet, qui sont fondées sur une définition solide des meilleures techniques existantes et étoffées par des pénalités infligées dans les cas où les normes ou les limites cibles du projet ne sont pas respectées.

Le Sierra Club du Canada a soutenu que l'on doit fixer des objectifs d'émissions précis et qu'il ne suffit pas d'en laisser l'initiative aux promoteurs. Selon lui, ces objectifs devraient au moins égaler la cible générale préconisée dans la recommandation 8-8 de la Commission d'examen conjoint.

Opinion de l'Office

Nous comprenons que l'air pur est de prime importance dans le Nord et qu'il faut envisager la qualité de l'air dans une optique cumulative. Nous nous rendons compte également de la nécessité de réduire autant que possible les émissions de gaz à effet de serre que produirait le projet. La Commission d'examen conjoint nous a adressé plusieurs recommandations concernant la qualité de l'air et les émissions atmosphériques. Nous avons tenu compte des enjeux touchant la qualité de l'air par le biais d'un certain nombre de conditions auxquelles devra complaire le projet gazier Mackenzie. Ces conditions demandent que les promoteurs prennent les mesures voulues pour réduire les émissions atmosphériques au minimum et préserver la qualité de l'air. Connaissant l'expertise environnementale et régionale qu'ils peuvent apporter dans ce dossier, nous tenons à travailler deconcert avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour protéger l'air pur du Nord.

Les conditions P13 et P14 portent sur les technologies propres à réduire les émissions, sur l'adoption de pratiques de gestion exemplaires et des meilleures techniques existantes, ainsi que sur la conception des installations. Suivant la condition P14, ConocoPhillips doit présenter un rapport qui évalue les émissions provenant des incinérateurs exploités dans les baraquements et les stations. Les pratiques et techniques adoptées doivent figurer dans le plan de gestion des déchets exigé à la condition P11. Aux termes de la condition P16, ConocoPhillips doit réduire au minimum ou limiter les

émissions associées au brûlage à la torche. Les conditions concernant les émissions atmosphériques sont traitées plus en détail au chapitre 6 dans l'optique de la conception des installations.

La surveillance de la qualité de l'air s'inscrit dans le contexte de la surveillance globale de l'environnement au moyen d'un système de gestion environnementale. La gestion environnementale consiste à mettre en place des systèmes pour maîtriser les effets du projet sur l'environnement et ceux de l'environnement sur le projet, dans le but ultime de réduire au minimum les impacts négatifs. La gestion adaptative est un processus systématique qui tend vers l'amélioration continue des pratiques de gestion grâce aux enseignements tirés des résultats obtenus.

La surveillance environnementale est une facette importante de la gestion environnementale, car elle alimente directement les processus de gestion adaptative grâce à l'observation et à l'évaluation des effets et permet de modifier ou d'étoffer les mesures d'atténuation, selon les besoins, afin de limiter l'ampleur des effets sur l'environnement ou les inverser. La surveillance environnementale peut englober ce qui suit :

- la surveillance de la conformité, pour établir que toutes les mesures d'atténuation environnementales sont mises en œuvre telles qu'elles sont présentées dans le plan de protection de l'environnement et les cartes-tracés environnementales et que le travail est effectué en conformité avec la réglementation environnementale;
- la surveillance des effets, pour évaluer les conséquences des interactions entre le projet et l'environnement de même que l'efficacité des mesures d'atténuation approuvées. Cet aspect est examiné plus longuement à la section 3.3.6.

ConocoPhillips est censée appliquer des programmes de protection environnementale, de surveillance et de suivi qui font de la protection de l'environnement un objectif de premier plan. Un programme de surveillance peut :

- mettre en lumière tous les enjeux ou éventuels sujets de préoccupation qui peuvent nuire à la protection de l'environnement;
- proposer des méthodes à suivre pour élaborer des mesures propres à prévenir ou à atténuer les effets des enjeux cernés;
- prévoir la surveillance continue des sites afin d'évaluer le succès des mesures d'atténuation prises;
- fournir des mécanismes pour l'application de mesures d'atténuation complémentaires, selon les besoins;
- inclure un processus de rétroaction qui permet d'adapter à de futurs projets pipeliniers les mesures d'atténuation qui se sont avérées fructueuses.

Les programmes de surveillance peuvent comporter des buts et des objectifs précis, et inclure éventuellement des méthodes d'évaluation et d'interprétation des données recueillies, telles que les renseignements sur les émissions ou la qualité de l'air. La surveillance peut aussi porter sur les pratiques environnementales pertinentes (par exemple, le rétablissement de la végétation, l'échantillonnage de la qualité de l'eau, l'élimination des déchets).

Au chapitre de la surveillance environnementale, les responsabilités de l'Office national de l'énergie consistent notamment à :

- mener des inspections environnementales à l'égard des installations, vérifier la conformité avec les conditions prescrites et évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation;
- surveiller les travaux d'exploitation continus et vérifier si la remise en état et l'entretien du site d'implantation du projet répondent à des normes acceptables;
- mener des vérifications environnementales ainsi qu'évaluer les systèmes de gestion environnementale et les programmes visant l'environnement.

En général, l'Office exige le dépôt de rapports de surveillance environnementale post-construction à titre de condition d'approbation. Ceux-ci devraient :

- confirmer que les mesures d'atténuation et de remise en état adoptées ont été mises en œuvre comme il se doit;
- cerner les enjeux environnementaux non encore résolus;
- faire état de la façon dont la société se propose de résoudre les questions en instance.

Suivant la condition P10, ConocoPhillips doit présenter un plan de protection de l'environnement qui incorpore la surveillance de ses activités. La condition P13 exige de surveiller les émissions provenant des incinérateurs.

Tel que la Commission d'examen conjoint l'indique dans sa recommandation 8-6 et que l'exige l'alinéa 5(2)*b)* du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, le système de gestion mis en œuvre par un exploitant est censé comprendre un engagement envers l'amélioration continue. Cet aspect est traité à la condition P10. Nous croyons que cet engagement envers l'amélioration continue ne doit pas se limiter aux émissions de gaz à effet de serre, mais doit plutôt viser tous les rejets dans l'environnement, en l'occurrence, dans l'atmosphère. La condition P10 traite également des exigences en matière de méthodes et lieux de surveillance.

La condition P15 exige que les promoteurs présentent un rapport faisant état de l'application des meilleures techniques existantes dans la construction des installations des stations. Le choix des meilleures techniques disponibles est un facteur déterminant pour établir des objectifs atteignables au chapitre des émissions atmosphériques. La condition P10 énonce les exigences relatives au plan de protection de l'environnement. Elle exige que les promoteurs définissent des objectifs au sujet du niveau maximum d'émissions de gaz à effet de serre ainsi que des stratégies de réduction des émissions atmosphériques, dont les matières particulaires, les NOx et les gaz à effet de serre. Cette condition aborde également d'autres aspects qui font partie des recommandations de la Commission d'examen conjoint, tels que la formation des employés, la surveillance, la communication publique et les consultations requises avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. Compte tenu de ces conditions, nous trouvons acceptable que les promoteurs définissent eux-mêmes pour le projet des limites ou des objectifs concernant les émissions de gaz à effet de serre qui vont de pair avec l'application de pratiques de gestion exemplaires, et ce, en consultation avec les organismes gouvernementaux compétents.

Élimination des déblais de forage

À l'instar des exploitants du champ de Taglu, ConocoPhillips projette d'évacuer les déblais de forage produits au champ de Parsons Lake dans un puits de refoulement réservé. Les déblais de forage seraient recueillis et transportés au poste de traitement des déblais, là où ils seraient mélangés à de l'eau, broyés et cisaillés pour former une bouillie. Cette dernière serait ensuite pompée dans le puits d'injection des déblais (D-20) proposé (voir la figure 4-13). L'injection se ferait habituellement par lots, à de faibles débits de pompage. ConocoPhillips prévoit exécuter un programme exhaustif d'essai et de surveillance du confinement souterrain pendant les opérations d'injection. L'injection des déblais par l'espace annulaire de puits peut constituer une méthode de secours si le puits d'injection réservé ne peut pas être employé.

Tel qu'il a été mentionné dans le cas de Taglu, l'injection souterraine de bouillie n'a jamais été effectuée dans les Territoires du Nord-Ouest à l'échelle proposée. Si l'injection des déblais s'avérait ne pas être une solution viable, ConocoPhillips prévoit comme méthode de rechange de stabiliser et stocker les déblais pour ensuite les transporter dans une décharge approuvée.

Bruit

Le champ d'ancrage Parsons Lake se trouve à l'extérieur du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall. Dans la zone occupée par les installations, en particulier la plateforme nord, le nombre et la diversité des populations d'oiseaux migrateurs sont assez faibles par rapport à ce que l'on retrouve dans le delta du Mackenzie, situé non loin de là. ConocoPhillips juge qu'il est approprié que l'installation de production de Parsons Lake respecte la limite de bruit admissible que la Directive no 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta propose comme « exigence d'usage ».

Opinion de l'Office

Nous sommes satisfaits du plan conceptuel de ConocoPhillips consistant à disposer des déblais de forage par injection souterraine sous forme de bouillie, car cela évite l'utilisation de puisards tout en réduisant au minimum l'empreinte écologique du projet. Cependant, comme l'injection de bouillie au fond d'un trou n'a jamais encore été pratiquée dans le delta du Mackenzie sur une aussi grande échelle, l'Office impose la condition P4 voulant que ConocoPhillips lui présente un programme de gestion des injections de déblais de forage. Nous évaluerons l'à-propos du programme du point de vue du confinement souterrain des déchets de forage, de la sécurité, de la protection de l'environnement et de la conservation des ressources.

Suivant la condition P9, ConocoPhillips doit respecter les exigences de la Directive n° 38 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta et présenter un rapport post-construction d'évaluation du bruit dans les 90 jours suivant le début de l'exploitation.

Chapitre 5
Tracé et questions foncières

5.1 Introduction

Lorsqu'il évalue une demande d'approbation d'un projet pipelinier en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie se penche notamment sur les aspects suivants : le caractère approprié du tracé général du pipeline proposé et de l'emplacement général des installations connexes, la superficie de terrain requise et la démarche adoptée par le promoteur pour acquérir les terrains voulus. Si l'Office délivre au promoteur un certificat qui autorise la construction des installations le long du tracé général proposé, l'étape subséquente consiste à déterminer le tracé détaillé du projet.

Un régime législatif différent s'applique dans le cas d'installations approuvées aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. D'ordinaire, les demandes qui relèvent de cette loi ne sont déposées auprès de l'Office qu'une fois que le tracé a été établi et que tous les droits fonciers requis ont été obtenus. Cependant, ni la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ni la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* n'exigent que la société ait acquis tous les droits fonciers nécessaires avant de présenter une demande à l'égard d'un projet.

Nonobstant les différences entre les régimes législatifs et les pratiques associés à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, l'Office a examiné essentiellement les mêmes facteurs au moment d'évaluer les tracés proposés pour le pipeline de la vallée du Mackenzie, d'une part, et le réseau de collecte Mackenzie, d'autre part.

L'Office reconnaît que d'autres ministères et organismes fédéraux et territoriaux détiennent des responsabilités en ce qui touche l'octroi d'autorisations foncières et de permis pour les fins du projet gazier Mackenzie. L'évaluation effectuée par l'Office pourrait aider ces ministères et organismes au cours de leur examen des diverses demandes concernant l'utilisation des terres, l'acquisition de droits fonciers et d'autres approbations qui leur seront faites dans le cadre du projet.

Dans la préparation d'une demande d'approbation d'un projet pipelinier, qu'elle soit présentée sous le régime de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ou celui de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, les sociétés ont habituellement recours à des levés, des études de terrain et d'autres moyens, comme l'application de critères de sélection et l'examen de solutions de rechange, afin de déterminer, d'évaluer et de choisir le tracé du pipeline proposé et l'emplacement des installations projetées. Elles apportent des raffinements au tracé ou aux emplacements proposés au fil d'études complémentaires et de consultations menées auprès des collectivités et des particuliers susceptibles d'être touchés par le projet.

Outre les aspects susmentionnés, les parties intéressées par le projet gazier Mackenzie ont soulevé des questions concernant les plans d'aménagement du territoire et l'avancement des démarches relatives à l'obtention d'ententes d'accès. Tous ces éléments sont examinés à tour de rôle dans le présent chapitre.

5.2 Choix du tracé général et des sites des installations

5.2.1 Choix du tracé général – Pipeline de la vallée du Mackenzie et réseau de collecte Mackenzie

Les promoteurs ont défini un tracé général correspondant à un corridor d'un kilomètre de large en tant que tracé proposé du pipeline de la vallée du Mackenzie et des canalisations du réseau de collecte Mackenzie. À l'intérieur de ce corridor, ils ont déterminé un tracé préliminaire qu'ils ont raffiné, et continueront de peaufiner, au moyen d'études complémentaires et de consultations publiques.

Tracé proposé du réseau de collecte Mackenzie

Les conduites de collecte amont consistent en quatre canalisations latérales : un latéral partant de chacun des trois champs et un quatrième qui s'étend vers le sud depuis l'installation de raclage Storm Hills jusqu'à l'installation de traitement de la région d'Inuvik (voir la figure 1-2). À partir de l'installation de la région d'Inuvik, le pipeline de liquides de gaz naturel et le pipeline de la vallée du Mackenzie partageraient la même emprise en direction sud jusqu'à ce qu'ils atteignent Norman Wells, point terminal du réseau de collecte Mackenzie (voir la figure 1-3).

Latéral Niglintgak

Situé entièrement dans la région désignée des Inuvialuit, ce latéral s'étendrait sur 14,7 kilomètres, dans une emprise de 30 mètres de large, de l'installation de conditionnement du gaz du champ de Niglintgak jusqu'à l'installation de conditionnement de Taglu. Le tracé du latéral traverserait le relief plat du delta en direction est et franchirait trois chenaux importants avant de parvenir à l'installation de conditionnement de Taglu.

D'après le dossier

Critères de sélection du tracé et des sites des installations

Les promoteurs ont employé les critères suivants, entre autres, pour évaluer le tracé préliminaire et définir des tracés de rechange :

- positionnement du tracé – profiter des possibilités de réduire la longueur du pipeline, tenir compte de l'emplacement éventuel des installations et situer l'emprise de façon à ne pas empiéter sur des habitats existants, à rapprocher l'emprise des éléments d'infrastructure en place et à suivre ou emprunter des aménagements linéaires existants;
- réduction du nombre, de la complexité et de la largeur des franchissements de cours d'eau;
- facteurs géotechniques – éviter les sources, les aquifères perchés et les pentes raides, riches en glace ou instables, et tenir compte de la distribution du pergélisol discontinu;
- facteurs environnementaux – tenir compte des plans d'aménagement du territoire et des préoccupations d'ordre socioéconomique, ainsi que réduire la proximité du pipeline d'habitats fauniques essentiels et de sites archéologiques ou culturels d'importance;
- construction – tenir compte des pentes, de la présence de fondrières de mousse et de marais, des besoins de terrassement, de l'accès, de l'état du sol, des installations linéaires à croiser et des aires de travail requises;
- intérêts des collectivités;
- coûts relatifs des tracés de rechange.

D'après le dossier

Processus de sélection du tracé et des sites des installations

Les promoteurs ont défini les objectifs suivants, entre autres, pour guider le processus de sélection du tracé et des sites des installations dans le cadre du projet gazier Mackenzie :

- éviter les sites culturels et les zones écologiquement fragiles;
- réduire les perturbations causées aux collectivités et au paysage;
- répondre aux exigences en matière d'ingénierie et de construction;
- réduire les coûts.

Les promoteurs ont mis sur pied des équipes multidisciplinaires de spécialistes en ingénierie, en construction et en environnement pour évaluer les tracés pipeliniers et sites d'installations possibles. Les équipes ont soupesé les renseignements recueillis dans le cadre d'études et de propositions antérieures concernant l'aménagement de pipelines dans la région pour déterminer s'il serait possible d'utiliser les emplacements envisagés lors de ces travaux antérieurs.

Les promoteurs ont adopté la démarche suivante pour sélectionner le tracé proposé du projet gazier Mackenzie et les sites des installations connexes :

- établir des critères de sélection du tracé et des sites des installations;
- déterminer des tracés pipeliniers et sites préliminaires, ainsi que des solutions de rechange;
- effectuer des reconnaissances sur le terrain avec le concours des représentants des collectivités;
- revoir les tracés et sites préliminaires, à la lumière des résultats des reconnaissances sur le terrain;
- consulter les collectivités locales au sujet des tracés et des sites envisagés;
- réviser les tracés et les sites, si c'est possible, en fonction des avis exprimés par les collectivités.

Le tracé préliminaire choisi pour le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie suit l'orientation du tracé qui avait été proposé entre le delta du Mackenzie et Norman Wells dans la demande de 1984 visant le projet Polar Gas, et longe l'actuel pipeline Norman Wells d'Enbridge Pipelines (NW) Inc. depuis Norman Wells jusqu'à la limite entre l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest.

Des tracés de rechange du tracé préliminaire ont été définis, à partir des critères de sélection du tracé et des sites mentionnés ci-après, afin qu'ils soient analysés plus à fond au cours d'études de bureau, de reconnaissances sur le terrain et de consultations auprès des collectivités.

Pour en faciliter l'évaluation, le tracé préliminaire et les tracés de rechange ont été divisés en 15 segments pour les conduites de collecte amont et 29 segments pour la partie en aval de l'installation de la région d'Inuvik. Plusieurs tracés possibles ont été définis et évalués à l'intérieur de chaque segment. Après avoir choisi un tracé particulier dans chaque segment, les promoteurs ont effectué des reconnaissances sur le terrain et tenu des consultations auprès des collectivités afin d'apporter d'autres raffinements au tracé. Ces changements visaient à :

- tenir compte de difficultés, comme la forte déclivité de pentes, que l'étude de bureau n'avait pas mises en évidence;
- utiliser des terrains plus propices, notamment aux abords de franchissements de cours d'eau;
- mettre à profit des caractéristiques du terrain, comme la présence de bandes déboisées.

Le saviez-vous?

Définitions

Tracé général – Lorsqu'une société pipelinière présente une demande à l'Office national de l'énergie, en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, pour solliciter l'approbation d'un pipeline de plus de 40 kilomètres de long, ceci enclenche la première étape de l'évaluation du projet. À cette étape, la demande déposée auprès de l'Office indique le tracé général du projet, qui peut consister en un corridor beaucoup plus large que l'emprise réelle qui serait finalement occupée par le pipeline. Dans le cas du pipeline de la vallée du Mackenzie, le tracé général dont les promoteurs demandent l'approbation est un corridor d'un kilomètre de largeur à l'intérieur duquel une emprise pipelinière beaucoup plus étroite serait aménagée. À cette étape de l'évaluation du projet, l'Office, au moyen de son processus d'audience publique, examine une gamme de facteurs, dont le caractère approprié du tracé général, afin d'établir s'il convient d'approuver le projet ou non. L'approbation du projet signifie aussi l'approbation du tracé général, et la société pipelinière peut alors passer à la deuxième étape de l'évaluation du tracé du pipeline, qui est l'approbation du tracé détaillé.

Tracé préliminaire ou privilégié – Dans la demande d'approbation du projet qu'elle présente en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, la société pipelinière peut décrire, en plus du tracé général proposé, ce qu'on appelle le tracé préliminaire du pipeline, ou tracé privilégié. Ce tracé constitue souvent la ligne médiane du corridor que la société a défini comme tracé général proposé. Il lui fournit un parcours précis sur lequel centrer les études de faisabilité, de conception et d'évaluation des incidences conduisant au choix du tracé général et peut servir de point de départ pour engager des consultations auprès des propriétaires fonciers et collectivités éventuellement touchés afin de confirmer le tracé définitif de l'emprise du pipeline et d'obtenir les droits fonciers connexes en prévision de l'approbation du tracé détaillé.

Tracé détaillé – Si l'Office délivre un certificat pour autoriser l'exécution du projet pipelinier, la société peut passer à la deuxième étape de l'approbation du tracé du pipeline, soit celle de l'approbation du tracé détaillé. À cette étape, la société doit dresser des plan, profil et livre de renvoi (PPLR) qui décrivent précisément l'emplacement de l'emprise du pipeline par rapport aux propriétés foncières qu'il traverse. Les PPLR définissent le tracé détaillé que la société propose pour le pipeline. La société est tenue de mettre les PPLR à la disposition du public, aux fins de consultation, d'adresser des avis directement aux propriétaires fonciers touchés et de publier des annonces publiques dans les journaux des localités avoisinant le tracé proposé. Les propriétaires fonciers et autres particuliers auxquels le tracé pourrait nuire disposent de 30 jours pour présenter par écrit des avis d'opposition au tracé proposé. Si l'Office reçoit un avis écrit d'opposition dans le délai de 30 jours, il peut convoquer une audience portant sur le tracé détaillé pour permettre à la personne concernée de faire valoir ses objections, avant de décider d'approuver ou non la section contestée du tracé détaillé. La société pipelinière ne peut pas entreprendre laconstruction d'un tronçon du pipeline tant que la section correspondante du tracé détaillé n'a pas été approuvée par l'Office.

Latéral Taglu

Le latéral Taglu débuterait à l'installation de conditionnement du gaz de Taglu et s'étendrait sur 80,9 kilomètres en direction sud-est, dans une emprise de 40 mètres de large, traversant le chenal est du fleuve Mackenzie pour se rendre jusqu'à l'installation de raclage Storm Hills, située au sud du lac Big. Comme le latéral Niglintgak, il serait situé entièrement dans la région désignée des Inuvialuit.

Latéral Parsons Lake

S'étendant sur 26,4 kilomètres dans une emprise de 30 mètres de large, le latéral Parsons Lake partirait de l'installation de conditionnement du gaz de Parsons Lake, située à l'extrémité nord-est du lac Parsons, tournerait vers le sud en contournant le lac, puis suivrait une direction sud-ouest jusqu'à l'installation de raclage Storm Hills. Le tout serait situé dans la région désignée des Inuvialuit.

Latéral Storm Hills

Le latéral Storm Hills s'étendrait sur 67,2 kilomètres, dans une emprise de 40 mètres de large, depuis l'installation de raclage Storm Hills jusqu'à l'installation de la région d'Inuvik, située dans la région désignée des Gwich'in.

Pipeline de liquides de gaz naturel

Le tracé proposé du pipeline de liquides de gaz naturel, d'une longueur de 457 kilomètres, s'étendrait de l'installation de la région d'Inuvik jusqu'à Norman Wells, point de raccordement avec le pipeline Norman Wells d'Enbridge Pipelines (NW) Inc. Le pipeline occuperait la même emprise de 50 mètres que le pipeline de la vallée du Mackenzie sur toute sa longueur, sauf pour le dernier kilomètre à l'approche de Norman Wells où son emprise serait réduite à 30 mètres de large. Le pipeline de liquides de gaz naturel débuterait dans la région désignée des Gwich'in et prendrait fin dans la région désignée du Sahtu.

Tracé proposé du pipeline de la vallée du Mackenzie

S'étendant sur 1 196 kilomètres, le pipeline de la vallée du Mackenzie aurait le tracé suivant (voir la figure 1-3) :

- il longerait généralement la vallée du Mackenzie depuis l'installation de la région d'Inuvik jusqu'à un sas d'arrivée des racleurs adjacent à son point d'interconnexion avec le pipeline de NOVA Gas Transmission Ltd., situé immédiatement au sud de la limite entre l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest;
- il traverserait la région désignée des Gwich'in, la région désignée du Sahtu, puis la région Deh Cho, qui comprennent des terres publiques et des terres privées autochtones;
- il suivrait l'emprise de l'actuel pipeline Norman Wells d'Enbridge Pipelines (NW) Inc. sur environ 45 % de son tracé et s'étendrait parallèlement à diverses perturbations existantes, telles que des bandes déboisées, la route d'hiver et la route du Mackenzie;
- il serait situé à l'intérieur du corridor pipelinier défini par les Premières nations Deh Cho et le gouvernement du Canada;
- il partagerait la même emprise que le pipeline de liquides de gaz naturel depuis l'installation de la région d'Inuvik jusqu'à Norman Wells, endroit où le pipeline de liquides de gaz naturel se raccorderait à l'actuel pipeline Norman Wells d'Enbridge Pipelines (NW) Inc.

5.2.2 Choix des sites des installations

Voici le processus que les promoteurs ont suivi pour sélectionner les emplacements des installations associées au projet gazier Mackenzie :

- établir des critères de sélection des sites;
- déterminer des sites préliminaires et des sites de rechange;
- mener des reconnaissances sur le terrain avec le concours des représentants des collectivités;
- revoir l'emplacement des sites préliminaires à la lumière des résultats des reconnaissances sur le terrain;
- consulter les collectivités locales au sujet des sites envisagés;
- réviser l'emplacement des sites, si c'est possible, en fonction des avis exprimés par les collectivités.

Au départ, les promoteurs ont défini des zones cibles de cinq kilomètres pour le positionnement de chacune des installations suivantes nécessaires à l'exploitation du pipeline de la vallée du Mackenzie : les stations de compression, les sas de départ et d'arrivée des racleurs, une station de chauffage et des vannes.

De même, des zones cibles de cinq kilomètres ont été déterminées pour les installations suivantes faisant partie du réseau de collecte Mackenzie : l'installation de raclage Storm Hills et l'installation de la région d'Inuvik.

Les promoteurs ont déterminé les zones cibles à partir d'une analyse hydraulique des pipelines du projet gazier Mackenzie. Des sites de rechange ont ensuite été définis dans les zones cibles et évalués en fonction des exigences hydrauliques, de la proximité du tracé du pipeline et des considérations propres à chaque site touchant l'environnement, la construction, l'exploitation et l'entretien, dont l'accès. Au moment d'évaluer les emplacements éventuels des vannes le long du tracé des pipelines, les promoteurs ont également tenu compte de l'ajout possible d'autres stations de compression à l'avenir. Ce processus a abouti à la sélection des sites initiaux de l'installation de raclage Storm Hills et de l'installation de la région d'Inuvik, dans le cas du réseau de collecte Mackenzie, ainsi que des sites proposés des stations de compression, de la station de chauffage et des vannes, dans le cas du pipeline de la vallée du Mackenzie.

5.2.3 Participation des collectivités et des gouvernements au processus de sélection du tracé et des sites des installations

Les promoteurs ont affirmé que le processus de sélection du tracé et des sites des installations a comporté des consultations exhaustives avec les collectivités et les organismes de réglementation du Nord, les organismes chargés de l'aménagement du territoire et d'autres parties intéressées et qu'ils avaient l'intention de poursuivre les discussions avec ces parties prenantes tout au long du processus de réglementation.

Les représentants des collectivités ont enrichi le processus de leur connaissance locale des ressources culturelles et de l'aménagement du territoire, ainsi que de leurs expériences personnelles de la construction d'ouvrages antérieurs, comme la route du Mackenzie, la route d'hiver et le pipeline Norman Wells d'Enbridge Pipeline (NW) Inc., et de l'utilisation des ressources locales. Certains représentants ont fourni des commentaires aux équipes chargées de l'évaluation du tracé, qui ont été pris en compte dans la sélection du tracé.

Dans le cadre de leurs consultations auprès des collectivités, les promoteurs ont examiné le tracé proposé avec les représentants des Premières nations Deh Cho et les fonctionnaires d'Affaires indiennes et du Nord Canada. Cette démarche avait pour but d'appuyer le processus Deh Cho de mise à part provisoire de terres visant à déterminer l'emplacement et l'étendue d'un éventuel corridor pipelinier traversant la région Deh Cho, à l'intérieur duquel des terres seraient désignées comme site d'un éventuel projet pipelinier. À l'issue de ce processus, on a déterminé deux corridors pipeliniers le long du côté est de l'emprise d'Enbridge Pipeline (NW) Inc., un de 2,5 kilomètres de large à proximité du lac Trainor, et un autre de 2 kilomètres de large près de l'étang Headwater (lac Deep).

Les promoteurs ont mené deux autres études sur le terrain pour évaluer et raffiner le tracé aux endroits où il franchit des cours d'eau importants, comme la rivière Ochre, et pour l'harmoniser avec les sites proposés d'installations, telles que les stations de compression initiales, les points d'interconnexion et les emplacements de vannes choisis en prévision de l'implantation future d'autres stations de compression éventuelles.

À l'aide des renseignements recueillis grâce aux études sur le terrain et aux consultations auprès des collectivités, les promoteurs ont perfectionné le tracé préliminaire et les sites des installations avant de déposer leur demande auprès de l'Office national de l'énergie. Le tableau 5-1 résume les raffinements apportés au cours de ce processus.

Questions soulevées et raffinements apportés au tracé après le dépôt de la demande

Après que les promoteurs eurent déposé leur demande, plusieurs collectivités autochtones locales ont fait état de préoccupations concernant le tracé et les sites des installations, et ont soulevé des problèmes au sujet de la démarche que les promoteurs avaient employée pour sélectionner le tracé.

Les collectivités du Sahtu ont identifié des zones culturelles clés, comme Bear Rock, qu'elles trouvaient nécessaire de protéger au cours de la conception du projet.

La Première nation Pehdzeh Ki s'opposait au tracé pipelinier et aux sites proposés dans la région de la rivière Blackwater en raison de l'importance historique, spirituelle et culturelle de cette dernière. De plus, elle a soulevé des préoccupations à propos de l'intention exprimée par les promoteurs de faire dévier le tracé du projet de celui du pipeline Norman Wells d'Enbridge Pipelines (NW) Inc., ce qui le rapprocherait de la collectivité de Wrigley. La Première nation Pehdzeh Ki a également indiqué que les chutes Smith Creek représentaient une importante zone culturelle et elle a recommandé d'éloigner le pipeline autant que possible de cet endroit, sous réserve des consultations avec la Première nation.

La bande des Dénés de Sambaa K'e a recommandé de changer l'emplacement de la station de chauffage proposée pour celui qu'elle préconisait afin de réduire au minimum l'empreinte globale du projet.

De plus, les collectivités autochtones locales ont exhorté les promoteurs à mettre à contribution le savoir traditionnel autochtone afin de guider l'établissement du tracé pipelinier et le choix des sites des installations. À titre d'exemple, la K'ahsho Got'ine Lands Corporation a soutenu que le savoir traditionnel devrait jouer un rôle décisif dans la conception des tracés et des sites des installations, et a dit s'inquiéter que ces décisions soient prises par des ingénieurs qui ne connaissent peut-être pas le territoire et le mode de vie traditionnel des Autochtones.

En réponse à ces questions, les promoteurs ont indiqué que le savoir traditionnel leur a été imparti de diverses manières. Au début du projet, ils ont consulté les collectivités locales, spécialement les aînés et groupes d'aînés, afin de recueillir des indications concernant l'établissement du tracé pipelinier et le choix des emplacements de certaines des principales installations. Les consultations avec les collectivités leur ont permis de mieux connaître les zones à éviter, les secteurs qui offriraient des sites acceptables et ceux qui constitueraient de meilleurs choix. Les promoteurs ont fait appel aux collectivités locales pour mener des études sur le savoir traditionnel, comme celle qui a été réalisée dans la région désignée des Gwich'in. Ils ont utilisé les résultats de cette étude pour évaluer et perfectionner la conception, et ont indiqué que cette pratique a également été adoptée dans d'autres régions touchées par le projet où des études sur le savoir traditionnel avaient été effectuées. À titre d'illustration, l'étude sur le savoir traditionnel réalisée par la bande des Dénés de Sambaa K'e recommandait de placer la station de chauffage Trout River environ trois kilomètres plus au sud du site proposé à l'origine, et les promoteurs ont adopté cette suggestion.

À la suite d'examens complémentaires, et en réponse à des questions qui ont surgi au cours du programme de consultation publique après le dépôt de la demande auprès de l'Office, les promoteurs ont apporté d'autres changements au tracé général et aux sites proposés des installations, lesquels sont résumés dans le tableau 5-2.

Tableau 5-1

Raffinements apportés au tracé préliminaire

Changements au projet
Déplacer le tracé proposé environ 6 kilomètres de plus à l'est du lac Travaillant pour éviter de perturber des aires qui revêtent un intérêt culturel et environnemental pour la collectivité de Tsiigehtchic et situer le tracé à l'intérieur du territoire défini par les utilisateurs locaux des sols.
Décaler le tracé proposé de 2,5 kilomètres vers l'est sur 39 kilomètres de sa longueur pour l'éloigner le plus possible du lac Trainor (plus connu sous le nom de lac K'eotsee) tout en restant à l'intérieur du corridor pipelinier convenu suivant le processus Deh Cho de mise à part provisoire de terres, en réponse aux désirs exprimés par la collectivité de Trout Lake et aux recommandations du rapport sur le savoir traditionnel produit par la collectivité de Sambaa K'e.
Ajuster environ 4,5 kilomètres du tracé proposé au point de franchissement de la rivière Ochre pour permettre d'effectuer un forage directionnel à l'horizontale, qui est la méthode de franchissement privilégiée à cet endroit.
Déplacer du côté est de la route du Mackenzie le tracé proposé au voisinage de la rivière Willowlake pour éviter d'empiéter sur des résidences, des zones ayant un fort potentiel archéologique et des sources contenant des minéraux à lécher traditionnellement utilisés par le gros gibier, à la demande de la collectivité locale.
Décaler le tracé d'un maximum de 200 mètres vers l'est, sur environ 8 kilomètres, pour éviter une parcelle de recherche de l'Université de l'Alberta et rejoindre le site d'une vanne proposée.

Les promoteurs ont fait valoir que les ajustements signalés dans leur mise à jour du projet en date de novembre 2005 permettaient de raccourcir la longueur proposée du pipeline, et donc de réduire l'empreinte du projet, son coût et son incidence sur l'environnement.

À la lumière des commentaires des collectivités, de l'augmentation des coûts et de l'avancement des travaux d'ingénierie et de planification de la construction, les promoteurs ont déposé une autre mise à jour du projet en mai 2007. Bien que beaucoup des éléments du projet restaient inchangés, ils avaient déplacé la station de compression proposée Great Bear River pour la situer environ 8 kilomètres en aval de l'emplacement initial, sur la rive est de la rivière Great Bear, à la demande de la collectivité de Tulita. Ils ont souligné que la station de compression avait été rapprochée de Tulita dans le but de réduire ce qu'il en coûterait à cette collectivité pour avoir accès au gaz naturel et à l'électricité, et pour éloigner l'installation de Bear Rock, une zone d'intérêt culturel. Suite à ce changement, il a fallu ajuster le corridor d'un kilomètre de largeur du pipeline, ce qui l'a rallongé de 1,4 kilomètre.

Les promoteurs ont souligné que chaque déplacement du site d'une installation ou modification du tracé proposé est justifié par écrit, convenu, approuvé en bonne et due forme et consigné de telle sorte que les personnes participant à des étapes subséquentes du projet disposent d'un dossier des engagements, des changements et des enjeux, à titre de référence.

Tableau 5-2

Changements au projet déposés en novembre 2005

Changements au projet
Déplacer l'installation de la région d'Inuvik d'environ 16 kilomètres vers le sud, pour la rapprocher de la route de Dempster et la placer en terrain plat.
Réduire de quatre à trois le nombre de stations de compression initiales et les redisposer dans le corridor.
Accroître le nombre de vannes à onze et déplacer trois des vannes initiales en fonction des exigences hydrauliques révisées du réseau tenant compte de l'ajout éventuel de stations de compression à l'avenir.
Raccourcir le pipeline d'environ 26 kilomètres grâce au déplacement de l'installation de la région d'Inuvik, à l'ajustement du corridor pipelinier et à d'autres modifications du tracé.
Raccourcir le pipeline d'environ 3,8 kilomètres en redressant deux tronçons du tracé préliminaire à proximité du lac Travaillant et ajuster le corridor au nouveau tracé.
Décaler d'au plus 2 kilomètres vers l'est un tronçon de 14,7 kilomètres du tracé préliminaire dans le voisinage de Wrigley et apporter les ajustements nécessaires au corridor pipelinier d'un kilomètre de largeur pour accéder à la demande d'une collectivité voulant qu'on éloigne le pipeline d'un lieu de sépulture et d'une source sacrée.
Déplacer le site de la vanne Loon River de 14 kilomètres vers le nord, suite à la rétroaction fournie par une collectivité au sujet de la présence de terrains de chasse à proximité, et faire de cet emplacement le site d'une station de compression.
Remplacer les stations de compression Blackwater River et Trail River par une seule station de compression, River Between Two Mountains, pour répondre aux préoccupations soulevées par la Première nation Pehdzeh Ki au sujet de l'importance culturelle de la région de la rivière Blackwater ainsi que pour satisfaire aux exigences hydrauliques du pipeline.

Dans les cas où les promoteurs n'ont pu apporter les ajustements aux emplacements des installations ou au tracé qui auraient permis de résoudre les préoccupations exprimées, ils ont cherché d'autres mesures susceptibles de les atténuer, telles que modifier le calendrier de construction. Ils ont déclaré que lorsqu'il s'avère impossible de parvenir à un accord, ils communiquent avec les parties intéressées pour leur en indiquer la raison.

Après le dépôt des mises à jour du projet, en novembre 2005 et mai 2007, les collectivités autochtones de la région Deh Cho entretenaient toujours des préoccupations au sujet du tracé et de l'emplacement des installations.

Les aînés et les exploitants Deh Cho ont souligné que le tracé des pipelines et les emplacements choisis pour toutes les installations et activités liées au projet devaient éviter les lieux de sépulture et les sites sacrés.

Les Premières nations Deh Cho se préoccupaient du fait que la demande des promoteurs obligeait les parties à évaluer le projet à un niveau conceptuel très général, au lieu d'aborder les inquiétudes bien précises que leurs collectivités pouvaient avoir à propos du tracé des pipelines et des emplacements des installations. Il s'ensuit que bon nombre des préoccupations qu'elles entretiennent à l'égard du projet demeurent sans réponse et sont renvoyées à des processus réglementaires subséquents plutôt que d'être traitées directement et réglées à ce stade-ci de l'examen du projet. Elles ont mentionné, à titre d'exemple, que les promoteurs demandent qu'on approuve l'emplacement de diverses vannes de sectionnement, mais négligent de consulter les collectivités autochtones pour savoir si les endroits proposés conviendraient comme emplacements de futures stations de compression.

Les promoteurs ont soutenu qu'à la suite de leurs consultations avec les collectivités vivant dans la région Deh Cho, ils avaient apporté d'autres raffinements au tracé du projet, tels que déplacer le site de la vanne de sectionnement Willowlake River, situer plus en amont le franchissement prévu du fleuve Mackenzie et modifier le tracé du pipeline au voisinage du lac Satellite.

Les promoteurs ont déclaré que les consultations n'avaient pas toujours débouché sur une entente et que, dans certains cas, les questions en instance ne pouvaient être tranchées qu'à l'étape de l'octroi des permis, après la collecte de renseignements complémentaires. Ils ont déclaré leur intention de poursuivre les consultations sur le projet et de s'efforcer de régler les sujets de préoccupation non résolus, même s'il n'est pas certain qu'une entente puisse survenir dans tous les cas.

La version la plus récente du tableau récapitulatif des consultations déposé par les promoteurs indique que les discussions se poursuivront avec les collectivités et d'autres parties sur une multitude de questions liées au projet. En ce qui touche les emplacements proposés du tracé pipelinier et des installations, il ressort du tableau que la proximité de l'emprise proposée du lac Satellite et le franchissement d'une source souterraine possible au voisinage de la collectivité de Jean Marie River demeurent des préoccupations non résolues. Les promoteurs ont pris l'engagement de poursuivre le dialogue avec les résidents de Jean Marie River pour tenter de soulager leurs inquiétudes. Ils ont indiqué que le programme de consultation se poursuivra tout au long du processus de réglementation afin d'offrir aux collectivités la possibilité de donner leur avis sur d'autres changements qui seraient proposés au projet.

La Commission d'examen conjoint a indiqué dans son rapport que l'emplacement du corridor pipelinier proposé lui paraît acceptable, d'après les renseignements disponibles.

Opinion de l'Office

Nous trouvons que les tracés généraux des pipelines proposés du projet gazier Mackenzie, tels qu'ils sont délimités par le corridor d'un kilomètre de large présenté par les promoteurs, sont convenables. Nous estimons que les promoteurs, en se fondant sur des données et une expérience pertinentes pour un projet pipelinier dans le Nord, ont suivi une méthode raisonnée, systématique et judicieuse pour sélectionner les emplacements initiaux des pipelines et des installations.

Nous sommes conscients des préoccupations que certaines collectivités et parties prenantes ont soulevées au sujet de la nécessité de tenir compte de la présence d'éléments culturels et écologiques fragiles et de les protéger au moment de choisir et d'ajuster le tracé général proposé des pipelines et les emplacements des installations connexes. Selon nous, les promoteurs ont montré un souci constant de se mettre à l'écoute des collectivités vivant le long du tracé proposé et ont apporté un certain nombre d'ajustements importants aux emplacements initialement choisis pour les pipelines et les installations afin de soulager les préoccupations exprimées, lorsqu'il était possible et approprié de le faire. Nous trouvons que les promoteurs ont adopté une démarche convenable et appropriée pour écouter et résoudre les préoccupations des collectivités et des parties prenantes au moment de déterminer et de perfectionner le tracé général des pipelines et les emplacements des installations.

Les emplacements proposés pour les vannes de sectionnement associées aux futures stations de compression sont dictés avant tout par la conception du réseau pipelinier. Ils peuvent être ajustés, dans une certaine mesure, pour répondre aux inquiétudes exprimées par les collectivités locales. Nous nous attendons à ce que les promoteurs poursuivent les consultations avec les collectivités locales et apportent les ajustements voulus pour calmer leurs préoccupations, dans la mesure où les contraintes inhérentes à la conception du réseau le permettent.

Compte tenu de la nature des terres que traversera le projet gazier Mackenzie, nous jugeons que les corridors proposés d'un kilomètre de large offrent une marge de manœuvre suffisante pour prévenir, ou réduire autant que possible, les effets du projet sur les propriétaires fonciers, les collectivités et les éléments culturels et écologiques fragiles lorsqu'il s'agira de déterminer et de raffiner les tracés détaillés des pipelines.

5.3 Besoins généraux en terrains

Les promoteurs estimaient que la superficie totale requise pour aménager les conduites du réseau de collecte Mackenzie, y compris le pipeline de liquides de gaz naturel de 457 kilomètres et les installations s'y rattachant, correspond à environ 3 055 hectares. En ce qui touche le pipeline de la vallée du Mackenzie et les installations connexes, les promoteurs estimaient avoir besoin d'une superficie de 5 265 hectares. Les besoins en terrains sont détaillés au tableau 5-3.

Le pipeline de la vallée du Mackenzie et le pipeline de liquides de gaz naturel peuvent être aménagés dans une emprise commune de 50 mètres de large dans la partie du tracé qui va de l'installation de la région d'Inuvik à l'installation d'interconnexion d'Enbridge Pipelines (NW) Inc. à Norman Wells. Au sud de Norman Wells, le pipeline de la vallée du Mackenzie se poursuivrait jusqu'à l'installation d'interconnexion de NOVA Gas Transmission Ltd. à l'intérieur d'une emprise de 40 mètres de large. Les vannes de sectionnement et les installations des systèmes de protection cathodique seraient situées dans les limites de l'emprise proposée. L'emprise de 50 mètres de large que partageraient le pipeline de la vallée du Mackenzie et le pipeline de liquides de gaz naturel aurait environ 456 kilomètres de long, et le reste du tracé de 1 196 kilomètres du pipeline de la vallée du Mackenzie serait constitué d'une emprise de 40 mètres de large.

Les promoteurs ont indiqué que les différentes largeurs d'emprise proposées fourniraient un espace de travail et de déplacement suffisant pour exécuter les travaux de construction d'une manière sécuritaire et efficace, y compris une voie de circulation pour les gros engins de construction (voir la figure 5-1). Pendant la construction, des aires de travail temporaires seraient requises le long de l'emprise, ou à proximité de celle-ci, à des endroits tels que les suivants :

- points de franchissement de cours d'eau;
- endroits où il faut contourner des ravins et des terres humides;
- terrains escarpés ou pentes larges;
- aires de demi-tour des engins de construction;
- virages prononcés;
- zones de rangement de l'équipement;
- croisements de chemins, de routes et d'autres pipelines;
- emplacements de vannes;
- sites des sas d'arrivée et de départ des racleurs;
- aires d'entreposage des grumes d'arbres abattus.

Les promoteurs estimaient qu'en plus de l'emprise proposée, ils auraient besoin de plus de 1 600 aires de travail temporaires, totalisant environ 420 hectares, pour exécuter les travaux de construction. Ceci ne comprend pas les superficies requises pour entreposer les grumes ou contourner des accidents géographiques, lesquelles seraient déterminées à mesure que progressent les travaux d'ingénierie et de planification de la construction. La figure 5-2 illustre ce que les promoteurs estiment être les besoins types en terrains, y compris les éventuelles aires de travail temporaires, associés à un franchissement de cours d'eau par la méthode classique de la tranchée à ciel ouvert.

Les promoteurs ont indiqué qu'au départ, il faudrait trois stations de compression et une station de chauffage pour exploiter le gazoduc proposé. Chaque station de compression exigerait au total 9,5 hectares de terrain, en comptant l'espace nécessaire à l'aménagement de logements et d'hélisurfaces. Cette superficie reflète l'étendue de la surface à déboiser. À l'étape de l'exploitation, le site de chaque station de compression serait plus petit, correspondant à une enceinte clôturée de 6 à 7 hectares, selon les estimations. La station de chauffage Trout River exigerait une superficie de 4 hectares.

Tableau 5-3

Besoins en terrains selon l'usage

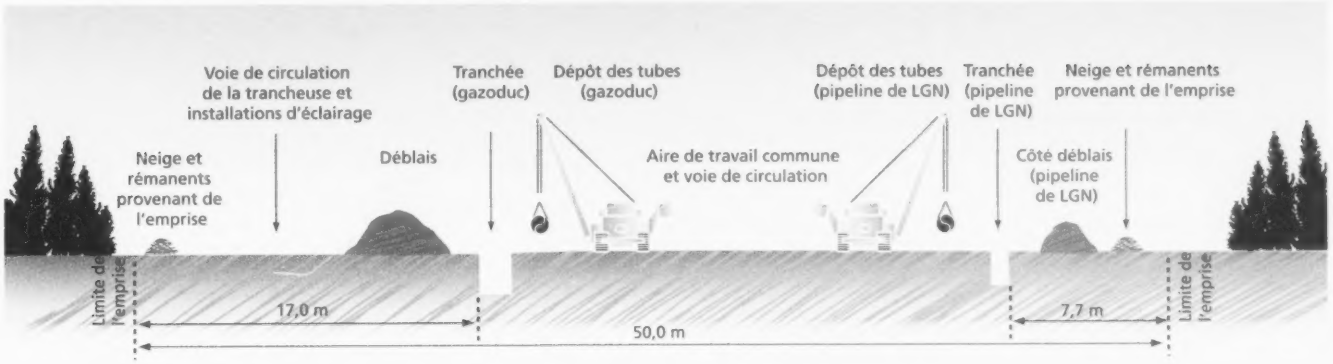
Utilisation	Superficie totale[1] *(ha)*	Terres privées[1,2] *(ha)*
Conduites de collecte et installations	770	105
Pipeline de LGN[3]	2 285	1 285
Gazoduc et installations[4]	5 265	1 710
Infrastructure[4,5]	2 690	1 150
Aires de travail temporaires[4]	420	150
Total	**9 150**	**3 115**

1. Comprend des terres du Commissaire.
2. Chiffre arrondi au multiple de 5 hectares le plus proche.
3. Partage la même emprise que celle du gazoduc sur une distance de 456 km; 2 280 ha au total.
4. Le réseau de collecte et le gazoduc ont certains sites en commun.
5. L'infrastructure comprend des aménagements comme des routes d'accès, des ouvrages d'accostage de barges, des baraquements, des aires de stockage des tubes, des sites d'emprunt et des pistes d'atterrissage, dont certains seront utilisés à l'étape de l'exploitation.

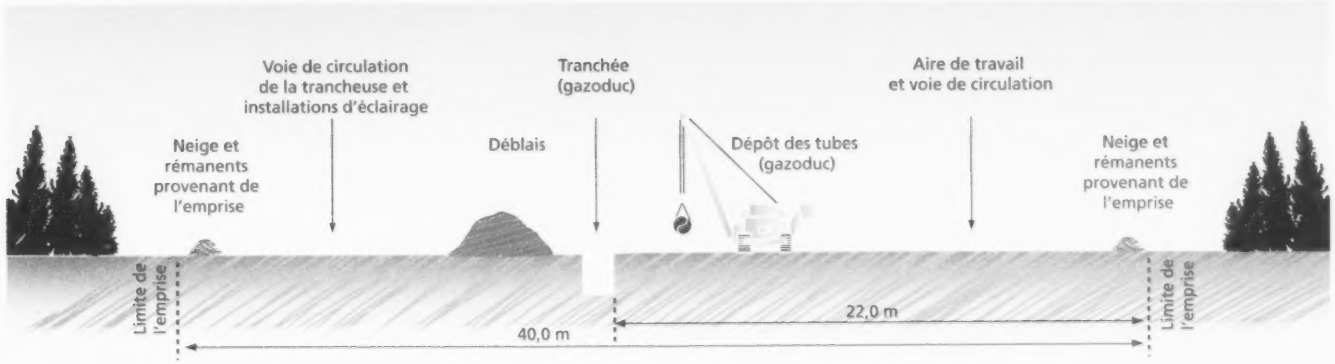
Figure 5-1

Coupes transversales d'une emprise type

Gazoduc et pipeline de LGN – De l'installation de la région d'Inuvik jusqu'à Norman Wells



Gazoduc – De Norman Wells jusqu'en Alberta



Des préoccupations ont été soulevées au sujet de la quantité de terrains nécessaires à l'aménagement des pipelines proposés et des installations s'y rattachant. Alternatives North a souligné qu'il fallait prêter une attention toute spéciale à la réduction de l'espace perturbé, notamment en empruntant des emprises existantes et en réduisant le plus possible la largeur des nouvelles emprises. Les aînés et les exploitants Deh Cho ont soutenu qu'on prenait trop de terrain pour l'emprise proposée et qu'il fallait en réduire la largeur à ce qui était strictement nécessaire pour construire le pipeline en toute sécurité, au lieu d'accaparer plus de terres simplement pour des motifs de facilité, de rapidité et d'économie.

La Première nation Lidlii Kue a déclaré, à l'inverse, qu'elle souhaitait que l'emprise soit aussi large qu'il le fallait pour permettre aux promoteurs d'accomplir leur travail sans danger.

Les promoteurs ont souligné que la largeur d'emprise minimale requise pour construire les pipelines d'une manière efficace et sécuritaire varie selon le relief du sol, le diamètre du pipeline, le nombre de pipelines à installer et les exigences relatives à l'accès des engins de construction et du matériel de soutien. Ils ont déclaré que les largeurs proposées de 50 et 40 mètres seraient suffisantes pour couvrir les besoins suivants :

- mise en dépôt des matériaux de surface friables éliminés lors du terrassement;
- mise en tas des résidus des travaux de déboisement;
- mise en tas de la neige;
- soudage des tubes, creusement de la tranchée et autres travaux liés à la pose des pipelines;
- voie de circulation pour le déplacement en toute sécurité des équipes de travailleurs, de l'équipement et des matériaux;
- espaces de stationnement temporaires, notamment pour les véhicules de transport des équipes et les véhicules d'entretien et de réparation de l'équipement;
- abris d'urgence.

Les promoteurs avaient envisagé au départ d'employer des parties de l'emprise existante d'Enbridge Pipelines (NW) Inc. pour réduire l'empreinte de la nouvelle emprise proposée. Cependant, la canalisation proposée pour le pipeline de la vallée du Mackenzie étant d'un diamètre beaucoup plus gros que celui du gazoduc existant, elle n'est pas aussi souple et ne peut donc pas toujours suivre le même tracé. Le tracé proposé est parallèle à l'emprise existante à bien des endroits, mais les

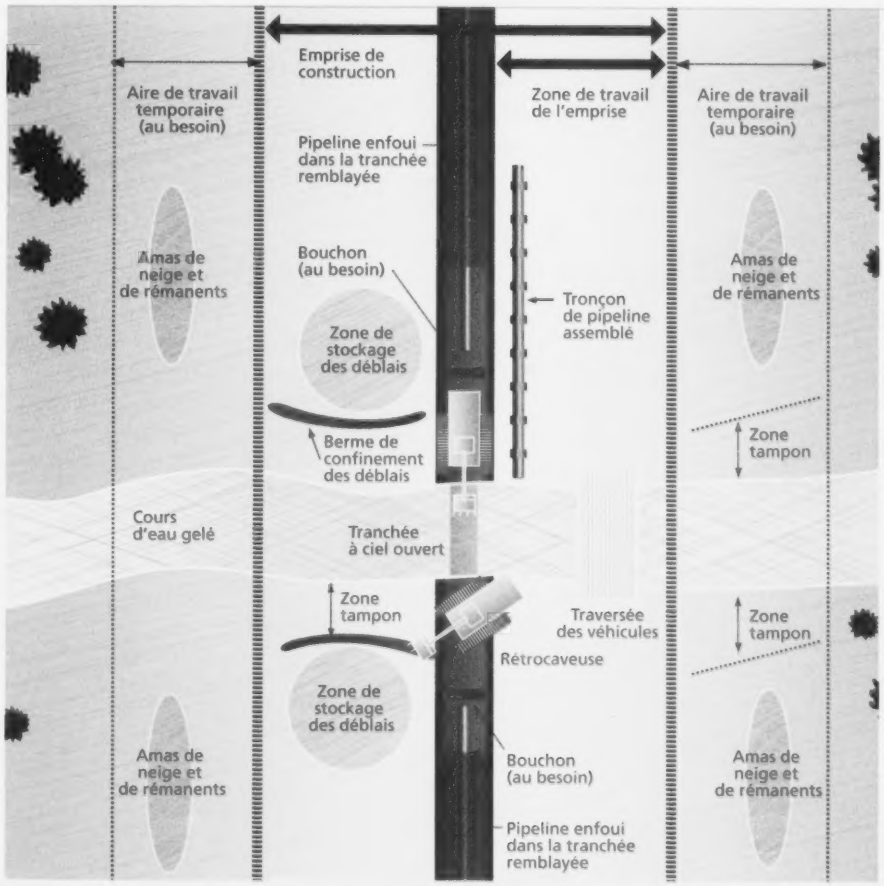


Figure 5-2

Besoins types en terrains pour un franchissement à ciel ouvert d'un cours d'eau

promoteurs prévoient généralement conserver une bande tampon de végétation naturelle de 20 à 100 mètres de large entre les surfaces déboisées des deux emprises afin d'atténuer le risque de dégel du sol dû à l'interaction des deux pipelines. Dans des cas particuliers, par exemple lorsque l'espace de construction est limité, les deux emprises pourraient se toucher.

La Commission d'examen conjoint a reconnu que les largeurs proposées pour les différents tronçons de l'emprise sont appropriées et nécessaires au déroulement efficace et sécuritaire des travaux de construction. Elle a souligné, de plus, qu'elle n'avait entendu aucune preuve qui justifierait d'élargir les divers tronçons de l'emprise.

D'après le dossier

Réduction de la largeur de l'emprise

Les promoteurs ont indiqué que pour accroître la stabilité des talus et réduire l'ampleur des travaux de remise en état, ils envisageraient d'utiliser une emprise plus étroite que la largeur type de 50 et 40 mètres sur les terrains à pente forte, comme il s'en trouve aux abords des franchissements de cours d'eau. Ils ont précisé, par contre, que la réduction de la largeur de l'emprise exigerait du déboisement supplémentaire et l'aménagement de chemins d'accès temporaires hors de l'emprise, pour permettre de déplacer les engins de construction en toute sécurité. Ils ont fait valoir, par conséquent, que réduire la largeur de l'emprise ne réduirait pas forcément la superficie de terrain à déboiser. Les promoteurs ont aussi indiqué que la décision d'utiliser une emprise commune pour le gazoduc et le pipeline de liquides de gaz naturel dans la portion du tracé qui va de l'installation de la région d'Inuvik à Norman Wells reflétait un souci de réduire au minimum les effets du projet sur l'environnement.

Opinion de l'Office

Compte tenu de la nature et du cadre du projet gazier Mackenzie, nous estimons que les besoins en terrains proposés sont raisonnables et qu'ils sont justifiés pour garantir que la construction se déroule efficacement et en toute sécurité.

Nous nous rendons compte que 29 % du tracé total du projet gazier Mackenzie et 44 % du tracé proposé du pipeline de la vallée du Mackenzie traversent la région Deh Cho et que la largeur proposée de l'emprise pipelinière est une source de préoccupation. Nous constatons que les promoteurs ont déterminé que certaines portions de l'emprise permanente ne seraient peut-être pas requises pour l'exploitation à long terme du pipeline de la vallée du Mackenzie, dont la voie de circulation de la trancheuse et l'espace réservé aux installations d'éclairage, indiqués dans la figure 5-1. Nous nous attendons à ce que les promoteurs continuent d'examiner les moyens de réduire au minimum la largeur de l'emprise permanente et d'optimiser la remise en état à long terme des terrains adjacents à cette dernière, une fois la construction terminée, dans la mesure où cela ne compromet pas la sécurité et l'efficacité de l'exploitation et de l'entretien du pipeline.

5.4 Questions relatives à l'aménagement du territoire

Les régimes de régie des terres et de planification régionale étant plus ou moins développés dans la vallée du Mackenzie, l'Office a vérifié dans quelle mesure les promoteurs avaient reconnu et pris en compte dans la conception du projet les objectifs connus en matière d'aménagement du territoire.

La *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* établit les autorités responsables et un cadre concernant l'aménagement territorial dans les régions désignées de la vallée du Mackenzie, y compris celles des Gwich'in et du Sahtu. De plus, l'article 46 de la loi précitée exige que les ministères et organismes fédéraux et territoriaux chargés de délivrer des permis ou autres autorisations relativement à l'utilisation des terres ou des eaux ou au dépôt de déchets dans une région désignée exercent leurs attributions en conformité avec le plan d'aménagement établi pour la région en question.

À ce jour, un plan d'aménagement visant la région désignée des Gwich'in a été approuvé, l'Office gwich'in d'aménagement territorial est en place et le plan d'aménagement est en voie d'être mis en œuvre. En ce qui touche la région désignée du Sahtu, il existe une ébauche préliminaire du plan d'aménagement visant la région, mais l'Office d'aménagement territorial n'est pas tout à fait constitué et son statut actuel n'est pas connu. Dans la région Deh Cho, un accord définitif de revendication territoriale n'est pas encore en place, mais le Comité d'aménagement du territoire Deh Cho a diffusé une mise à jour de son ébauche de plan d'aménagement en novembre 2005. Établi sous

l'égide de l'Entente sur les mesures provisoires, le Comité s'acquitte de la plupart des fonctions dévolues à un office d'aménagement territorial en vertu de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* et défend les vues des collectivités et Premières nations vivant dans la région Deh Cho.

Selon l'article 47 de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*, un office d'aménagement territorial doit décider de la conformité avec le plan d'aménagement de toute activité dont il est saisi, sur renvoi ou sur demande. Le renvoi ou la demande doivent être faits *avant la délivrance* d'une autorisation par l'organisme fédéral. Cette exigence vaudrait aussi pour tout autre plan d'aménagement qui serait finalisé et approuvé sous le régime de cette loi.

Les promoteurs se sont engagés à déterminer si le projet gazier Mackenzie respecte les plans d'aménagement en place ou ébauches de plans d'aménagement visant la vallée du Mackenzie. De leur propre initiative et par l'entremise de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, ils ont engagé des discussions informelles avec les offices et comités d'aménagement territorial compétents avant de déposer leurs demandes de permis relatifs à l'utilisation des terres. Ces rencontres leur ont permis de se former une première idée de la mesure où le projet gazier Mackenzie est conforme au plan d'aménagement gwich'in et en accord avec les deux plans d'aménagement non encore approuvés. À la suite de ces démarches, les promoteurs ont déposé des demandes en vue de solliciter des modifications et des dérogations au plan d'aménagement gwich'in.

Les promoteurs ont fait savoir que les demandes de modification et de dérogation présentées à l'Office gwich'in d'aménagement territorial sont toujours à l'étude, mais qu'il leur faudrait obtenir les approbations demandées avant de pouvoir prendre la décision d'aller de l'avant avec la construction du pipeline proposé.

Les promoteurs ont également eu des entretiens avec les organismes chargés d'arrêter les plans d'aménagement des régions Deh Cho et du Sahtu, et ils leur ont communiqué des renseignements. Ils ont fait observer que, d'une manière générale, les plans d'aménagement visant ces territoires reconnaissent le pipeline proposé, notamment en définissant un corridor pour l'implantation potentielle d'un pipeline. Les promoteurs ont indiqué qu'ils attendent que d'autres progrès soient réalisés dans l'élaboration des plans d'aménagement des régions Deh Cho et du Sahtu, et qu'il est encore trop tôt pour songer à présenter, comme dans le cas du plan gwich'in, des demandes de modification des ébauches des plans d'aménagement de ces régions. Néanmoins, les rencontres avec les organismes Deh Cho et du Sahtu leur ont offert la possibilité de mieux comprendre et d'aborder d'éventuels problèmes de conformité avec les plans d'aménagement, notamment au sujet de la mise à part provisoire de terres aux fins d'un corridor pipelinier dans la région Deh Cho.

Les promoteurs ont déclaré qu'ils ont respecté jusqu'ici, et continueront à respecter, tous les plans d'aménagement déjà finalisés et qu'ils continueront à discuter des préoccupations relatives à l'aménagement du territoire dans la région Deh Cho avec le Comité d'aménagement du territoire de cette région, jusqu'à ce qu'un office d'aménagement territorial y soit établi.

Plusieurs parties ont soutenu qu'il faut qu'un cadre global d'aménagement du territoire soit mis au point et approuvé sous le régime de a *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* avant que le projet gazier Mackenzie soit approuvé, sinon avant le début des travaux de construction. Certains des témoignages dans ce sens, et d'autres remarques, laissaient entendre qu'il était nécessaire de mener à bien d'autres processus touchant la régie et la conservation des terres qui sont déjà en cours dans la région du projet, dont la Stratégie des aires protégées des Territoires du Nord-Ouest et le processus Deh Cho (négociation des revendications territoriales dans la région Deh Cho). De plus, des parties qui avaient assisté à l'audience devant la Commission d'examen conjoint ont invoqué les recommandations formulées par cette dernière et réitéré sa position concernant l'importance d'avoir en place des plans d'aménagement régionaux et un réseau d'aires protégées, et le fait qu'ils constituent peut-être les meilleures mesures de conservation pour ce qui est de gérer les effets cumulatifs sur des zones d'intérêt culturel et écologique.

La Yamoga Land Corporation a souligné que, tant que des progrès considérables n'auront pas été accomplis au chapitre des plans d'aménagement des régions Deh Cho et du Sahtu, aucun projet ne devrait être approuvé.

Alternatives North a déclaré que la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* est une tentative d'instaurer dans la vallée du Mackenzie un régime intégré d'aménagement du territoire, entre autres éléments, qui repose sur les dispositions négociées d'ententes sur les revendications territoriales autochtones qui sont protégées par la Constitution. Alternatives North

a soutenu que le problème réside dans le fait que ce régime n'a pas été complètement mis en œuvre ou financé, et qu'il importe de mener ce travail à bien, comme la Commission d'examen conjoint l'a souligné dans nombre de ses recommandations, pour maîtriser l'ampleur et le rythme des projets d'aménagement que le projet gazier Mackenzie entraînera dans son sillage. Alternatives North a argué que, s'il est vrai que la plupart des recommandations de la Commission d'examen conjoint s'adressent au gouvernement, il n'en reste pas moins que l'Office peut, et doit, insister sur la nécessité de compléter ce travail dans toute approbation qu'il pourrait accorder. Par conséquent, Alternatives North a recommandé que, si l'Office ne se laisse pas convaincre d'adopter les recommandations visionnaires de la Commission d'examen conjoint, alors il devrait limiter la capacité de transport du pipeline de la vallée du Mackenzie à 23,5 Mm^3/j (0,83 Gpi^3/j) et assujettir tout agrandissement futur du pipeline à la condition voulant que les recommandations de la Commission d'examen conjoint soient mises en œuvre intégralement par les gouvernements et les promoteurs. Alternatives North a affirmé également qu'il est d'accord qu'un plan d'aménagement visant le Deh Cho devrait être approuvé avant qu'il soit permis au projet gazier Mackenzie d'aller de l'avant, et que les négociations entourant le processus Deh Cho devraient être terminées avant le début de la construction.

La bande des Dénés de Sambaa K'e a indiqué qu'elle est d'accord pour que la finalisation de l'entente sur les revendications territoriales des Deh Cho, l'approbation du plan d'aménagement visant le Deh Cho, la détermination définitive des aires protégées et l'établissement d'un conseil de gestion des ressources Deh Cho soient des conditions préalables à la construction du projet gazier Mackenzie.

Le Sierra Club du Canada a argué qu'à la lumière des recommandations de la Commission d'examen conjoint, l'Office devrait établir des conditions prescrivant que la construction du projet ne peut pas débuter avant qu'on ait procédé au retrait provisoire de terres à l'appui d'un réseau d'aires protégées et à l'établissement de plans d'aménagement du territoire incorporant des seuils et des limites acceptables de changement.

Les aînés et les exploitants Deh Cho ont soutenu que le projet gazier Mackenzie ne devrait pas obtenir un droit d'accès au territoire Deh Cho tant que le processus Deh Cho ne serait pas terminé. Ils ont déclaré que le couronnement de ce processus par la conclusion d'une entente définitive fournirait aux Dénés Deh Cho un pouvoir clair et nécessaire pour faire en sorte que le projet gazier Mackenzie ne puisse être réalisé que d'une manière qui leur est acceptable et moyennant leur pleine participation à tous les aspects du projet. Ils ont souligné que l'ébauche du plan d'aménagement Deh Cho a été ratifiée par les Premières nations Deh Cho en 2006, mais que les gouvernements du Canada et des Territoires du Nord-Ouest n'ont pas encore adopté le plan. Ils ont dit ne pas pouvoir soutenir l'approbation du projet gazier Mackenzie sans qu'un plan d'aménagement ne soit en place pour protéger leurs droits et leur souveraineté. Ils ont argué, enfin, qu'il importe que la question du processus Deh Cho et du plan d'aménagement du territoire soit réglée avant qu'il soit permis au projet gazier Mackenzie de passer à l'étape de la construction.

Les Premières nations Deh Cho ont soutenu, elles aussi, qu'il faut que le processus Deh Cho soit mené à bien et que le plan final d'aménagement Deh Cho soit mis en place le plus tôt possible – et au moins avant la construction du projet – pour faire en sorte que les activités de développement se déroulent de façon ordonnée et sous le régime de structures de planification et de régie qui sont appropriées et nécessaires. Elles ont argué, de plus, que si le plan d'aménagement Deh Cho avait déjà été en place, un grand nombre des préoccupations qu'entretiennent actuellement les collectivités Deh Cho auraient pu être évitées. Selon elles, une entente juridiquement contraignante et un plan d'aménagement du territoire constituent les seuls moyens sûrs et abordables de défendre et de protéger les intérêts des Deh Cho en rapport avec le projet gazier Mackenzie.

La Société pour la nature et les parcs du Canada a souligné que l'Office national de l'énergie, en tant que principal décideur pour le projet gazier Mackenzie, devrait considérer comme une condition préalable à la construction du projet que les initiatives en cours, telle la Stratégie des aires protégées, soient mises en œuvre avant le début des travaux de construction. Comprenant que ces initiatives sont en dehors de la compétence légale de l'Office, elle a indiqué que ce dernier pourrait reconnaître dans les conditions dont il assortirait le certificat que l'aboutissement de telles démarches est dans le meilleur intérêt du développement durable et de la réalisation du projet. Ainsi, l'Office serait autorisé à surveiller et à commenter la mesure où les gouvernements se conforment aux recommandations formulées dans le rapport de la Commission d'examen conjoint, afin de les

inciter à respecter les échéances et à répondre aux attentes au chapitre des initiatives communautaires et de conservation.

Le Fonds mondial pour la nature (Canada) s'est dit particulièrement intéressé par la recommandation 11-3 de la Commission d'examen conjoint, à savoir qu'il faut terminer la mise en œuvre du Plan d'action quinquennal de la vallée du Mackenzie, dans le cadre de la Stratégie des zones protégées des Territoires du Nord-Ouest, avant que débute la construction du projet gazier Mackenzie. Cet organisme a recommandé que l'Office affirme clairement et publiquement que le projet gazier Mackenzie ne serait conforme à l'intérêt public qu'à la condition que toutes les recommandations de la Commission d'examen conjoint soient mises en application, même si, comme dans le cas de la recommandation 11-3, leur mise en œuvre ne relève pas de sa compétence.

Dans son rapport, la Commission d'examen conjoint a admis que le projet gazier Mackenzie, pris séparément, n'aurait probablement pas une incidence très défavorable sur les aires protégées actuelles et proposées et sur l'établissement d'un réseau d'aires protégées dans la vallée du Mackenzie. Elle a déclaré, en effet, qu'elle estimait que, dans la mesure où les promoteurs tiennent leurs engagements et y donnent suite en maintenant un processus continu de consultation avec les collectivités, les conseils de gestion de la faune, les régies et les comités œuvrant à la Stratégie des aires protégées des Territoires du Nord-Ouest, tout au long de la conception technique et du perfectionnement du projet, il resterait encore suffisamment de terres non perturbées pour que les conditions inhérentes aux plans de conservation et d'aménagement du territoire puissent être respectées et que les objectifs de la Stratégie des aires protégées des Territoires du Nord-Ouest soient réalisés dans une large mesure. La Commission d'examen conjoint a fait observer que le projet gazier Mackenzie créerait de nouvelles contraintes au chapitre de la gestion de la conservation et du développement dans le cadre des plans actuels et proposés de conservation et d'aménagement du territoire, mais que ces plans anticipent les besoins du projet dans une certaine mesure, en ce sens qu'ils définissent et réservent un corridor d'infrastructure pour le pipeline, prévoient le retrait provisoire de terres protégées choisies et incorporent des arrangements procéduraux particuliers pour gérer un projet de développement de cette nature et ampleur.

La Commission d'examen conjoint a aussi exprimé l'avis qu'à défaut de la conclusion d'une entente dans le cadre du processus Deh Cho ou de l'approbation d'un plan d'aménagement visant le Deh Cho, il est possible que les intérêts des Autochtones du point de vue de la gestion et de la protection des usages traditionnels et non traditionnels des terres et de l'accès au territoire ne soient pas entièrement réalisés. Elle estimait que la poursuite des négociations sur les revendications territoriales menées dans le cadre du processus Deh Cho, entre les Premières nations Deh Cho et les gouvernements du Canada et des Territoires du Nord-Ouest, devrait demeurer une priorité de premier plan pour toutes les parties négociantes. Toutefois, comme les gouvernements fédéral et territorial, elle jugeait que l'approbation définitive et lamise en œuvre d'une entente sur les revendications territoriales conclue avec les Premières nations Deh Cho ne saurait être une condition préalable à l'approbation du projet gazier Mackenzie.

Opinion de l'Office

Nous estimons que les promoteurs ont donné une assurance raisonnable qu'ils collaborent avec les autorités compétentes pour faire en sorte que le projet gazier Mackenzie respecte les plans d'aménagement approuvés ou proposés à l'état d'ébauche sous le régime de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*. En général, ces plans envisagent le développement d'une infrastructure le long du tracé général proposé du pipeline de la vallée du Mackenzie.

Nous constatons que le processus de revendication territoriale des Deh Cho se poursuit et qu'un plan d'aménagement provisoire visant la région est en place. Les sujets de préoccupation soulevés par les collectivités Deh Cho ont amené les promoteurs à apporter un certain nombre de changements au tracé et à la conception du projet qui font maintenant partie des engagements que l'Office national de l'énergie veillera à mettre en application. Plusieurs des conditions établies par l'Office visent à résoudre des préoccupations que les Deh Cho ont soulevées, notamment au chapitre de la gestion de la faune et de la participation à la surveillance environnementale.

5.5 Acquisition des terrains

5.5.1 Propriété des terres dans la zone d'implantation du projet gazier Mackenzie

Les promoteurs ont fourni la ventilation suivante à l'égard des terres traversées par le projet gazier Mackenzie :

- 174,2 kilomètres dans la région désignée des Inuvialuit, dont 23,4 kilomètres (13 %) sont des terres autochtones privées (terres privées inuvialuit) et le reste des terres publiques fédérales;
- 181,2 kilomètres dans la région désignée des Gwich'in, dont 106,2 kilomètres (59 %) sont des terres autochtones privées (terres privées gwich'in) et le reste des terres publiques fédérales;
- 231,1 kilomètres dans le district de K'ahsho Got'ine de la région désignée du Sahtu, dont 118,9 kilomètres (51 %) sont des terres autochtones privées (terres privées Sahtu) et le reste est constitué principalement de terres publiques fédérales et de quelques terres appartenant au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest;
- 270,4 kilomètres dans le district de Tulita de la région désignée du Sahtu, dont 128,3 kilomètres (47 %) sont des terres autochtones privées (terres privées du Sahtu) et le reste est constitué principalement de terres publiques fédérales et de quelques terres appartenant au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest;
- 528 kilomètres dans la région Deh Cho, dont 10,4 kilomètres (2 %) sont des terres autochtones privées (terres privées Deh Cho) et le reste des terres publiques fédérales administrées par Affaires indiennes et du Nord Canada conformément à l'entente Deh Cho sur les mesures provisoires;
- 0,05 kilomètre de terres publiques provinciales en Alberta.

Le tracé proposé du projet gazier Mackenzie traverse cinq régions foncières principales : la région désignée des Inuvialuit, la région désignée des Gwich'in, la région désignée du Sahtu, la région Deh Cho et l'Alberta (voir la figure 1-7). La propriété et le régime d'administration des terres diffèrent d'une région à l'autre. De façon générale, les promoteurs auraient à obtenir des droits fonciers auprès de six types de propriétaires fonciers, soit :

- Affaires indiennes et du Nord Canada, qui octroie les droits de tenure sur les terres publiques fédérales;
- le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, qui octroie les droits de tenure sur les terres municipales et les terres du Commissaire (qui comptent ensemble pour environ 3 % de toutes les terres des Territoires du Nord-Ouest et sont concentrées dans les limites des municipalités ou à proximité de celles-ci);
- la Commission inuvialuit d'administration des terres, qui octroie les droits de tenure sur les terres privées acquises en vertu de la Convention définitive des Inuvialuit (1984);
- le Conseil tribal des Gwich'in, qui octroie les droits de tenure sur les terres autochtones privées acquises en vertu de l'Entente sur la revendication territoriale globale des Gwich'in (1992);
- les sociétés foncières des districts de la région désignée du Sahtu, qui octroient les droits de tenure sur les terres autochtones privées acquises en vertu de l'Entente sur la revendication territoriale globale des Dénés et Métis du Sahtu (1993);
- le gouvernement de l'Alberta, qui octroie les droits de tenure sur les terres publiques provinciales.

Sauf pour les terres faisant partie de la région désignée des Inuvialuit et la petite composante albertaine, le tracé proposé du projet gazier Mackenzie se trouve à l'intérieur du territoire assujetti à la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*. Des offices des terres et des eaux ont été établis aux termes de cette loi. Ils délivrent des permis d'utilisation des terres qui accordent un droit de tenure sur des terres publiques pour des périodes de moins de cinq ans. Ces offices délivrent également des permis d'utilisation des terres visant des terres autochtones privées, une fois que les ententes d'accès voulues ont été conclues avec l'autorité autochtone compétente. Dans le territoire assujetti à la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*, il faut obtenir à la fois un droit de tenure auprès du propriétaire foncier et un permis d'utilisation des terres délivré par l'office compétent des terres et des eaux. Le permis d'utilisation des terres autorise l'activité proposée, tandis que le droit de tenure autorise l'accès aux terres faisant l'objet de la demande et leur occupation en vue d'y exercer l'activité en question.

5.5.2 Démarche des promoteurs concernant l'acquisition des terrains

La nature des biens-fonds le long du tracé, et spécialement la distinction entre les terres publiques et les terres autochtones privées, a déterminé dans une large mesure l'approche que les promoteurs ont adoptée en vue d'acquérir les terrains requis aux fins du projet.

Les promoteurs ont indiqué qu'il leur faudrait acquérir des droits fonciers à long terme pour l'aménagement des pipelines et des installations faisant partie du projet gazier Mackenzie. Des droits fonciers à court terme seraient obtenus, en vertu de différents types d'instruments, aux endroits où des aires de travail temporaires seraient requises pendant la construction, comme aux points de franchissement et aux emplacements des baraquements.

Dans le cas des terres publiques fédérales et provinciales, y compris les terres du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, les promoteurs feraient des demandes de servitude, de bail et de permis selon qu'ils aient besoin d'un accès exclusif ou non exclusif à l'emprise et aux aménagements connexes. Les aires de travail temporaires seraient autorisées aux termes de permis d'utilisation des terres, bien que d'autres formes de tenure de la surface pourraient également être requises pour l'utilisation temporaire des terres. Les promoteurs ont indiqué que des conventions de servitude et des conventions de droit de passage sont couramment utilisés pour acquérir des droits d'accès à la surface à l'égard d'un pipeline, dans les cas où la possession exclusive du terrain n'est pas requise et où la surface du sol est remise en état. Cependant, des baux de surface sont habituellement utilisés pour les sites d'installations en surface, comme des stations de compression et de chauffage, lorsque le

Le saviez-vous?

Instruments liés aux droits de tenure

Servitude – L'accord de servitude représente le type d'entente le plus courant par lequel une société pipelinière acquiert le droit d'utiliser un terrain pour les besoins d'un pipeline. En termes simples, c'est le droit que la société pipelinière possède sur le terrain d'une autre personne, celui-ci étant habituellement limité à la bande de terre qui forme l'emprise du pipeline. Le propriétaire foncier conserve la propriété du terrain, mais la société pipelinière acquiert certains droits sur celui-ci, dont le droit d'aménager et d'exploiter un pipeline. Ainsi, la servitude est un contrat écrit qui énonce les droits de la société et ceux du propriétaire. L'accord de servitude détaille habituellement les éléments suivants : la surface de terrain visée par la servitude, les dimensions et l'emplacement de l'emprise, la protection en matière de responsabilité, le mode d'utilisation du terrain, les modalités de paiement, les responsabilités légales de la société pipelinière et du propriétaire, et toute restriction quant à l'utilisation du terrain. La société pipelinière peut présenter au propriétaire un accord de servitude standard, mais son contenu et sa forme finale sont l'objet de négociations. Si le propriétaire vend son terrain, les futurs propriétaires doivent observer les modalités de l'accord de servitude. Le terrain reste assujetti à l'accord de servitude jusqu'à ce que la société pipelinière le supprime officiellement de l'accord.

Bail – La convention de bail est une entente suivant laquelle le propriétaire foncier accorde un droit de possession sur un bien à une autre partie (comme une société pipelinière) pour une période précise et en contrepartie d'un loyer déterminé. Comme pour la servitude, le propriétaire foncier conserve la propriété du terrain, mais la société pipelinière acquiert le droit de l'occuper et de l'utiliser à une fin particulière. Le locataire jouit de certains droits bien définis qui peuvent avoir force exécutoire même en l'absence du consentement du propriétaire. Les sociétés pipelinières ont généralement recours à des baux lorsqu'elles doivent obtenir un droit d'usage exclusif, sûr et exécutoire pour une période prolongée, comme pour l'aménagement de bâtiments ou d'installations en surface, telles que des stations de compression ou de chauffage.

Permis – Ce terme a différentes significations selon le contexte. Par exemple, dans la vallée du Mackenzie, il peut désigner une autorisation concernant l'utilisation des eaux ou le dépôt de déchets, ou les deux, accordée par un office compétent sous le régime de la Loi sur les eaux des Territoires du Nord-Ouest. D'une manière générale, lorsqu'il s'agit de tenure foncière, un permis (habituellement désigné un permis d'occupation) est la permission d'accomplir sur un terrain appartenant à quelqu'un d'autre un acte qui serait illégal à défaut de cette permission. Contrairement au bail, le permis ne confère pas domaine ou un intérêt sur le terrain, n'accorde aucun titre sur celui-ci, ni n'en permet la vente ou l'achat comme d'autres formes de propriété. Le titulaire de permis a moins de droits juridiques que le détenteur de bail. L'usage du permis est obligatoirement restreint à l'activité ou aux activités qu'il autorise, sinon le titulaire peut être traité comme un intrus. À la différence de la servitude, le permis peut être révoqué au gré du propriétaire du terrain. La société pipelinière peut choisir d'obtenir un permis lorsqu'elle désire avoir accès à une parcelle de terrain et l'utiliser pendant une courte période et n'a pas besoin de prendre des mesures plus poussées pour s'assurer l'usage exclusif du terrain. Le besoin d'emprunter un chemin privé est un exemple de cas où un permis peut être obtenu.

Le terme permis peut aussi désigner un permis d'utilisation des terres et constitue alors la permission accordée par un propriétaire foncier d'exécuter des activités ou des travaux déterminés sur une superficie de terrain précise pendant une période limitée. Dans la vallée du Mackenzie, des offices des terres et des eaux délivrent des permis d'utilisation des terres qui autorisent l'exécution d'activités de façon provisoire (habituellement pour de deux à cinq ans) sur un terrain spécifié. Dans la région désignée des Inuvialuit, la Commission inuvialuit d'administration des terres octroie les permis d'utilisation des terres visant les terres privées inuvialuit, et Affaires indiennes et du Nord Canada les délivre pour les terres publiques fédérales. Ces permis d'utilisation des terres autorisent le titulaire à faire certains usages du terrain, mais ne lui accordent pas la permission de pénétrer sur le terrain et de l'occuper. Ainsi, avant de pouvoir exécuter une activité autorisée sur le terrain visé par le permis d'utilisation des terres, la société pipelinière doit obtenir la permission du propriétaire du terrain en cause.

Entente d'accès – Dans les Territoires du Nord-Ouest, l'entente d'accès décrit les modalités, notamment les dispositions financières, pour accéder à des terres sur lesquelles les Autochtones détiennent un intérêt, ou pour traverser ces terres. Les ententes d'accès peuvent aussi comprendre des renseignements sur les retombées économiques. Dans certains endroits, comme les régions désignées des Gwich'in et du Sahtu, ces ententes sont imposées par les revendications territoriales; dans d'autres endroits, comme la région Deh Cho, elles sont le résultat d'un accord volontaire entre les groupes. Dans la vallée du Mackenzie, les ententes d'accès constituent également la permission, accordée par le propriétaire ou groupe autochtone, de faire une demande de permis auprès de l'office des terres et des eaux compétent, cette permission étant requise avant même que l'office puisse examiner la demande de permis.

détenteur a besoin d'avoir le droit exclusif et continu d'utiliser la surface du sol.

La signature d'ententes de tenure serait également nécessaire pour les terres autochtones privées qui seraient traversées par le tracé et les installations du projet gazier Mackenzie. Il pourrait s'agir d'autorisations propres à chaque site ou d'une entente initiale qui réserve le droit d'accès à des terrains et établit le cadre à l'intérieur duquel des autorisations ou des ententes propres à chaque site seront obtenues.

Ententes d'accès

Les promoteurs reconnaissent que pour obtenir l'accès à des terres autochtones privées, ainsi qu'aux terres faisant l'objet d'une revendication non réglée dans la région Deh Cho, il leur faut conclure un contrat avec le propriétaire du terrain, appelé une entente d'accès.

Ils ont indiqué que, bien qu'il y ait moins de propriétaires fonciers privés le long du tracé proposé du projet gazier Mackenzie que dans le cas d'autres administrations, les processus en place offrent moins de garantie de conclure des ententes propres à chaque site pour l'accès à des terres autochtones privées. En effet, en ce qui a trait aux droits de surface, les lois, offices et processus qui sont nécessaires pour obtenir des ententes d'accès propres à chaque site à l'égard de terres privées sont inexistants dans les Territoires du Nord-Ouest. Les accords de revendication territoriale contiennent des dispositions prévoyant l'adoption de lois visant les droits de surface, mais celles-ci n'ont pas été mises à exécution.

Les promoteurs ont noté qu'ils négocient présentement des ententes d'accès à l'égard des terrains qui seraient traversés par le tracé proposé avec tous les propriétaires fonciers autochtones reconnus dans les accords de revendication territoriale, en plus des Premières nations Deh Cho. Ils ont souligné que les accords de revendication territoriale des Inuvialuit, des Gwich'in et des Dénés et Métis du Sahtu prévoient des dispositions concernant la possession de terres privées par les membres de ces nations. Dans le cadre du processus Deh Cho, la propriété des terres est une question dont discutent les Premières nations Deh Cho et le gouvernement du Canada. Les promoteurs ont affirmé leur intention de respecter et d'observer les ententes pertinentes entre les Deh Cho et le gouvernement du Canada qui découleront du processus Deh Cho, ainsi que tous les accords de revendication territoriale, traités et lois applicables.

Les promoteurs ont indiqué que, d'habitude, ils concluraient une entente initiale avec un propriétaire privé autochtone, comme une société foncière de district, qui servirait de base pour l'obtention d'un droit de passage précis, une fois que le lieu où ce droit de passage est requis aurait été déterminé de façon définitive et confirmé.

Les questions soulevées par les parties au cours de l'instance étaient centrées sur l'approche que les promoteurs avaient adoptée pour l'obtention d'ententes d'accès à des terres autochtones. Certains parties ont demandé des précisions ou fait état de préoccupations au sujet de l'état d'avancement des négociations touchant les ententes d'accès, tandis que d'autres ont soutenu que les promoteurs devraient signer des ententes d'accès avec les groupes autochtones concernés avant même que le projet soit approuvé. Voici certains des points soulevés, à titre d'exemple :

- La société foncière du district de K'ahsho Got'ine a demandé combien de propriétaires fonciers autochtones avaient signé des ententes d'accès et les raisons pour lesquelles les demandeurs avaient choisi de déposer la demande relative au projet avant que les ententes d'accès soient en place. Elle a soutenu que les promoteurs ne sont pas disposés à modifier leurs formules standard d'entente d'accès ou à envisager des solutions de rechange. Elle a allégué que les promoteurs ont décidé d'obtenir l'accès aux terres qu'elle administre par voie d'expropriation, plutôt qu'en déployant les efforts nécessaires pour bâtir des rapports de confiance ou engager un dialogue véritable avec les propriétaires fonciers autochtones.
- La Dehgah Alliance Society a demandé aux promoteurs s'ils passeraient à l'étape de la conception et de la construction du projet dans la région Deh Cho même s'ils n'avaient pas signé d'ententes d'accès avec les collectivités Deh Cho. Elle a souligné que les promoteurs devraient être tenus de conclure une entente d'accès avec les Premières nations Deh Cho, prévoyant notamment des frais d'accès, avant que l'Office national de l'énergie n'approuve le projet.
- La bande des Dénés de Sambaa K'e a argué que ni les promoteurs ni le Canada n'avaient respecté son droit et sa préférence déclarée de négocier avec les promoteurs, de façon indépendante, une entente sur les répercussions et les avantages propre à sa région. La bande a soutenu que si les promoteurs s'obstinent à refuser sa demande d'engager des négociations, le Canada sera obligé d'aborder la question des accommodements suivant l'article 35 de la Constitution en ce qui a trait à l'impact sur les usages traditionnels des terres, avant qu'un certificat ne soit délivré pour le projet gazier Mackenzie, afin de garantir aux promoteurs un accès non contesté aux terrains requis pour mener le projet à bien.

- Les aînés et les exploitants Deh Cho ont souligné que les collectivités Deh Cho établies dans le corridor pipelinier ont besoin d'être protégées par une entente d'accès accordant la permission d'utiliser le territoire traditionnel Deh Cho, avant qu'il soit permis au projet gazier Mackenzie d'aller de l'avant.
- La Première nation Liidlii Kue a déclaré que l'Office national de l'énergie doit exiger, à titre de condition d'approbation, que les promoteurs concluent une entente sur les retombées avec les Premières nations Liidlii Kue et Deh Cho qui répond équitablement aux besoins de chacune de celles-ci.
- Les Premières nations Deh Cho ont affirmé que la signature d'ententes d'accès et d'ententes sur les retombées est un préalable à l'approbation du tracé définitif du pipeline et que ce n'est qu'aux termes d'une entente d'accès que les promoteurs pourront avoir accès au territoire traditionnel Deh Cho.

Les promoteurs ont affirmé qu'ils ont réalisé certains progrès au chapitre de la conclusion d'ententes d'accès visant des terres autochtones privées, mais que le travail n'est pas terminé. Plus précisément, des ententes d'accès ont été conclues avec le Bureau d'administration des terres gwich'in ainsi qu'avec la société foncière du district de Tulita, pour une partie de la région désignée du Sahtu. Les deux ententes précisent les processus suivant lesquels les droits d'accès à chaque site seraient accordés. Cependant, d'autres démarches pour l'obtention de droits d'accès propres à chaque site devront être faites une fois que les promoteurs auront finalisé le tracé de l'emprise et les emplacements des installations, et obtenu les approbations réglementaires requises, le cas échéant. Les promoteurs ont déclaré qu'ils s'efforcent de conclure une entente d'accès avec le district de K'ahsho Got'ine et qu'ils sont toujours en négociation avec les Premières nations Deh Cho pour obtenir une entente d'accès similaire dans leur région.

Les promoteurs ont indiqué que la négociation des ententes d'accès est censée précéder le début de la construction et qu'il leur faut conclure des ententes d'accès propres à chaque site avec tous les propriétaires privés autochtones pour satisfaire aux exigences réglementaires relatives à l'octroi des permis d'utilisation des terres. Les promoteurs ont souligné qu'ils ont offert de négocier des ententes d'accès mutuellement satisfaisantes pour la région Deh Cho et le district de K'ahsho Got'ine, dans la région désignée du Sahtu, et qu'ils poursuivent les démarches dans ce sens.

Les promoteurs ont aussi soutenu qu'après l'approbation du projet, s'il était approuvé, la conclusion d'ententes d'accès propres à chaque site avec tous les propriétaires privés autochtones prendrait plus de temps que dans le cas d'autres projets pipeliniers parce que les processus et les échéanciers sont à la fois plus complexes et moins certains. Ils ont ajouté que, même si l'Office leur accordait un certificat, il leur faudrait encore demander et recevoir son approbation à l'égard du tracé détaillé de l'emprise du pipeline de la vallée du Mackenzie, à l'intérieur du corridor proposé d'un kilomètre de largeur, avant de pouvoir conclure des ententes d'accès propres à chaque site avec les propriétaires fonciers autochtones.

Les promoteurs ont affirmé qu'en ce qui concerne le pipeline de la vallée du Mackenzie, les avis visés au paragraphe 87(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* seraient signifiés à tous les propriétaires de terrains pour lesquels des ententes doivent être conclues, en même temps que des exemplaires de tous bulletins et guides pertinents de l'Office précisant les droits des propriétaires fonciers et les recours qui leur sont offerts. Les promoteurs ont aussi déclaré qu'il n'y a pas de formule standard d'entente d'accès ou d'entente foncière qui soit spécifique au pipeline de la vallée du Mackenzie et que les modalités, conditions et méthodes d'indemnisation doivent être négociées. Par ailleurs, les ententes incluraient tous les éléments qui sont prescrits au paragraphe 86(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et exigés aux termes des accords de revendication territoriale.

Les promoteurs ont fait savoir qu'à compter d'avril 2010, ils avaient négocié des ententes d'accès et des ententes sur les retombées avec toutes les régions sauf le Deh Cho.

Opinion de l'Office

Nous trouvons que les promoteurs ont adopté une démarche appropriée au chapitre de l'acquisition des terrains, compte tenu des caractéristiques particulières des régimes de propriété et d'administration du territoire qui existent dans la vallée du Mackenzie. Nous remarquons qu'ils se sont engagés à négocier des ententes d'accès avec tous les propriétaires privés autochtones et à engager des négociations concernant l'accès avec les Premières nations Deh Cho.

Enfin, nous constatons que les promoteurs s'efforcent de satisfaire aux exigences en matière d'acquisition de terrains que prévoit la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. À notre avis, ils ont démontré leur souci continu de respecter les droits des propriétaires fonciers et de tenir compte de leurs préoccupations.

Chapitre 6
Installations

6.1 Aperçu des installations

Le projet gazier Mackenzie part de trois champs de développement situés dans les limites ou en bordure du delta du Mackenzie (voir le chapitre 4), longe la vallée du fleuve Mackenzie vers le sud et aboutit dans la partie nord-ouest de l'Alberta (voir les figures 1-2 et 1-3). La nature du terrain change tout au long du tracé, allant du delta dominé par l'eau et la toundra sans arbres à la forêt boréale de l'Alberta. Le rude climat du Nord, la présence de pergélisol et l'infrastructure de transport unique axée sur des routes de glace, sans oublier la présence du fleuve Mackenzie et les effets potentiels du changement climatique, sont autant de facteurs qui influent directement sur la conception, la construction et l'exploitation des pipelines et des installations s'y rattachant. Face aux circonstances uniques du projet, les promoteurs ont mis de l'avant un certain nombre d'innovations sur le plan de la conception, dont l'emploi de pressions d'exploitation très élevées et l'utilisation d'acier à haute résistance, les techniques de conception axées sur la déformation, l'emploi de techniques statistiques et l'accent accru mis sur la surveillance et les interventions subséquentes. Par ailleurs, la nécessité de fournir assez de détails à l'étape de l'approbation pour que l'Office puisse rendre une décision sur le sort du projet représentait une question fondamentale.

Le réseau de collecte Mackenzie proposé comprend des conduites de collecte amont, une installation de traitement dans la région d'Inuvik et un pipeline de liquides de gaz naturel qui s'étend de l'installation de la région d'Inuvik jusqu'à Norman Wells. Les conduites de collecte amont achemineraient le mélange de gaz naturel et de liquides de gaz naturel produit aux trois champs de développement jusqu'à l'installation de la région d'Inuvik. C'est là que les liquides de gaz naturel seraient séparés du gaz naturel et stabilisés, avant d'être expédiés vers le sud jusqu'à Norman Wells, via le pipeline NPS 10 (DN 250) construit à cette fin. À Norman Wells, le pipeline de liquides de gaz naturel se raccorderait au pipeline Norman Wells d'Enbridge Pipelines (NW) Inc., au moyen duquel les liquides de gaz naturel seraient ensuite acheminés par lots.

Le pipeline de la vallée du Mackenzie proposé est une canalisation NPS 30 (DN 750) de transport de gaz naturel qui occuperait la même emprise que le pipeline de liquides de gaz naturel sur le segment du tracé compris entre l'installation de la région d'Inuvik et Norman Wells. À partir de Norman Wells, il s'étendrait dans une emprise distincte jusque dans le nord de l'Alberta, là où il se raccorderait à des installations non encore

construites de NOVA Gas Transmission Ltd[1]. Le pipeline de la vallée du Mackenzie est conçu pour être exploité à une pression de 18,7 MPa (2 710 lb/po²).

6.2 Évaluation des aspects techniques

Lorsqu'il évalue une demande visant des installations, l'Office national de l'énergie tient compte de la conception et du mode d'exploitation proposé des installations pour établir si le projet peut être exécuté d'une manière sûre, fiable et respectueuse de l'environnement. Comme nous l'avons mentionné au chapitre 2, les pipelines du ressort de l'Office doivent être conçus en conformité avec son *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* et les versions les plus récentes des codes de conception pertinents, dont la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*.

Un grand nombre d'aspects techniques ont été examinés au cours de l'audience de l'Office, dont certains sont propres au climat nordique et d'autres sont typiques de projets pipeliniers réalisés au Canada. Ces aspects, que nous avons regroupés par catégories, sont traités dans les pages subséquentes du chapitre.

Stratégie de conception générale :
- processus de conception;
- devis estimatif;
- conception axée sur les contraintes et conception axée sur la déformation, y compris l'effet du soulèvement dû au gel et du tassement dû au dégel;
- conception et configuration hydrauliques proposées du réseau de collecte Mackenzie, du pipeline de la vallée du Mackenzie et des stations.

Questions de conception précises :
- température d'exploitation des pipelines;
- matériaux des pipelines;
- assemblage (y compris le soudage et l'examen non destructif);
- conception sismique;
- pentes;
- franchissements de cours d'eau;
- systèmes de commande des pipelines et détection des fuites;
- tassement du remblai;
- géorisques.

Autres questions techniques :
- émissions atmosphériques;
- essais sous pression;
- infrastructure de soutien;
- logistique et construction dans le Nord;
- protection de l'emprise;
- plans de surveillance et de contrôle.

6.3 Stratégie de conception générale

6.3.1 Processus de conception

Les promoteurs ont présenté un processus de conception en trois étapes du projet gazier Mackenzie, comprenant : l'étude de définition, la conception préliminaire et la conception détaillée (voir la figure 6-1). Ils ont indiqué que les demandes présentées à l'Office reposaient sur l'étude de définition et que la conception préliminaire avait débuté après leur dépôt.

La conception détaillée tient compte des renseignements produits aux étapes antérieures de conception, des observations découlant du processus réglementaire et des renseignements complémentaires recueillis grâce aux programmes de reconnaissance sur le terrain. Les produits obtenus à cette étape peuvent être utilisés pour commencer à passer des contrats et lancer les travaux de construction. La conception détaillée ne débute pas avant l'approbation du projet.

6.3.2 Devis estimatif

Les promoteurs ont établi le devis initial du projet gazier Mackenzie en fonction de la portée proposée des travaux à l'issue de l'étude de définition. L'étape de la conception préliminaire

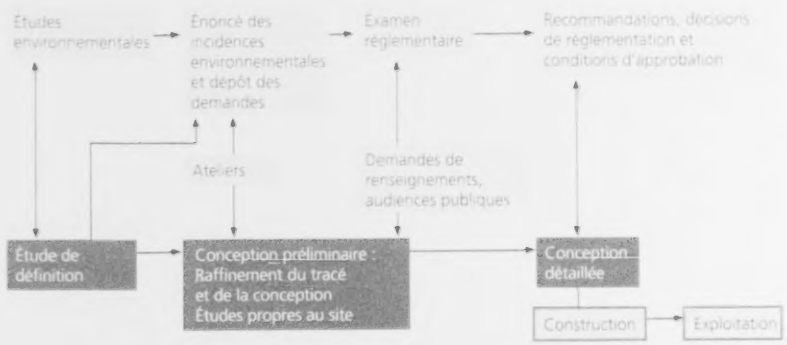


Figure 6-1
Processus de conception technique

[1] Le 27 juin 2006, NOVA Gas Transmission Ltd. a présenté une demande à l'Alberta Energy and Utilities Board pour solliciter un permis en vue de construire la canalisation principale Northwest (tronçon Dickins Lake), le doublement de la canalisation principale Northwest (tronçon Vardie River) et la station de comptage à la limite des Territoires du Nord-Ouest. L'Alberta Energy and Utilities Board a annoncé par la suite qu'elle attendrait la parution du rapport de la Commission d'examen conjoint pour fixer la date de l'audience visant les installations proposées de NOVA Gas Transmission Ltd. Le 29 avril 2009, le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. est passé sous la compétence de l'Office national de l'énergie. En conséquence, la société doit déposer une nouvelle demande auprès de l'Office au sujet de ces installations.

a été lancée après le dépôt de la demande. Elle a abouti à un devis révisé qui reposait sur :

- une meilleure définition des matériaux et de la main-d'œuvre nécessaires au projet;
- les plans conceptuels concernant la stabilité des pentes et les franchissements de cours d'eau;
- les plans de construction du projet;
- les coûts liés au processus réglementaire.

Le devis révisé, présenté ci-dessous au tableau 6-1 et à la figure 6-2, a ensuite été déposé auprès de l'Office. Dans le devis, l'estimation du coût en capital inclut les dépenses relatives à la conception technique, aux marchés, aux coûts du propriétaire et à la construction, mais exclut la provision pour fonds utilisés durant la construction.

Tableau 6-1

Mise à jour 2007 - Dépenses du projet

Composante du projet	**Coût estimatif** *(en millions de dollars de 2006)*
Niglintgak	800
Taglu	1 750
Parsons Lake	1 200
Réseau de collecte Mackenzie	3 500
Pipeline de la vallée du Mackenzie	7 050
Coût initial total	**14 300**
Installations futures du pipeline de la vallée du Mackenzie	800
Investissements futurs dans les champs d'ancrage du projet	1 150
Coût total	**16 250**

Les coûts des diverses composantes du projet ont été calculés à partir de sources variées. Les promoteurs ont indiqué que les coûts des matériaux et de l'équipement reposent sur les estimations obtenues des fournisseurs de gros éléments, comme les tubes et les vannes, ainsi que sur leurs propres données ou sur les listes de prix des fabricants, pour les petites pièces. Le coût en capital lié aux pièces de rechange a été estimé en fonction des recommandations des fabricants. Par ailleurs, les estimations relatives aux coûts de construction s'appuient sur les données détaillées de l'industrie de la construction concernant les pipelines et l'infrastructure. Les estimations des coûts de construction tiennent compte des éléments suivants :

- l'expérience passée;
- les avis des entrepreneurs;
- les conditions nordiques;
- les méthodes de construction proposées.

Un ensemble précis de provisions associées aux risques propres au projet ainsi qu'une provision pour imprévu basée sur le niveau de définition de chacune des principales composantes du projet ont été incorporés dans le devis estimatif. Les promoteurs ont souligné que la méthode qu'ils ont employée pour établir et réviser les estimations du coût en capital est conforme aux pratiques recommandées par l'Association for the Advancement of Cost Engineering International pour le secteur de la transformation.

6.3.3 Conception axée sur les contraintes et conception axée sur la déformation

Le projet gazier Mackenzie serait construit et exploité dans les conditions difficiles du Nord canadien sur un territoire où le pergélisol est présent à divers degrés. La conception de pipelines destinés à être enfouis dans un terrain à pergélisol exige de tenir compte des propriétés thermiques du sol, des tubes et du produit expédié, et soulève des difficultés techniques uniques, d'ordre structural et géotechnique. Le gel et le dégel du sol peuvent causer le soulèvement dû au gel, le tassement dû au dégel et l'instabilité des pentes. Ces mouvements de terrain soumettent le pipeline à des contraintes et des déformations qui doivent être prises en considération au cours de la conception, de la construction et de l'exploitation. De plus, les

Le saviez-vous?

Définitions

Contrainte – force par unité de surface exercée en un endroit donné d'un tube sous l'action des charges appliquées.

Déformation – changement, provoqué par une charge, des dimensions ou de la forme d'un tube par rapport à ses dimensions ou sa forme initiales.

Conception axée sur la déformation – conception d'un tube qui consiste à fixer la limite (le seuil maximum) de déformation qu'il peut tolérer sans danger.

Conception axée sur les contraintes – conception d'un tube de manière à ce qu'il puisse soutenir sans danger la combinaison prévue de charges internes et externes sans subir de déformations permanentes.

Charge thermique – les changements de température provoquent la dilatation ou la contraction du pipeline (déformation), ce qui, à son tour, exerce une contrainte sur le pipeline.

Soulèvement dû au gel – mouvement de la surface du sol, vers le haut ou vers l'extérieur, causé par la formation de glace dans le sol.

Tassement dû au dégel – tassement du sol sous son propre poids ou sous l'effet de contraintes engendrées par une perte de glace causée par le dégel.

travaux de construction peuvent perturber la couche de pergélisol et modifier les conditions du terrain.

L'approche classique de la conception des pipelines est centrée sur les contraintes admissibles. Elle consiste à mesurer ou à prévoir la combinaison de charges internes et externes qu'un pipeline peut supporter sans danger pendant l'exploitation, sans subir de déformations. Entre autres renseignements, la conception axée sur les contraintes exige une connaissance des propriétés géotechniques du sol autour du tube et du potentiel d'interaction entre le sol et le tube. Ces propriétés comprennent le type de sol, la présence d'eau souterraine ou de pergélisol ainsi que la probabilité de mouvements de pentes, d'événements sismiques ou d'autres géorisques, et leur ampleur.

La conception axée sur la déformation est une approche de rechange qui met l'accent sur le matériau du tube et son comportement. Le concepteur du pipeline fixe des seuils ou des limites, appelés états limites, qui définissent le maximum de contraintes que le tube peut tolérer sans danger. Cette approche oblige à exercer une surveillance active pour déterminer les endroits où le pipeline subit des déformations et à quelle vitesse.

Les promoteurs ont déclaré qu'ils ont adopté une démarche d'ingénierie englobant toute la vie utile du projet gazier Mackenzie qui inclut la combinaison des deux approches de conception axées sur les contraintes et la déformation, l'incorporation de mesures d'atténuation à l'étape de la construction ainsi que la surveillance et les interventions durant l'exploitation afin de garantir l'intégrité du pipeline. Les charges primaires s'exerçant sur le pipeline de la vallée du Mackenzie, telles que la pression interne et le poids à vide, seraient calculées en fonction des limites de contraintes prévues par la norme Z662-07 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, tandis que les charges secondaires, comme le soulèvement dû au gel et le tassement dû au dégel, seraient définies à l'aide d'une méthode de conception des états limites de déformation.

Les promoteurs ont souligné que l'approche de conception globale mise sur la surveillance et l'atténuation des déformations pendant l'exploitation. Un outil appelé Geopig[MD] permet de déterminer de l'intérieur de la conduite les déformations longitudinales qu'elle subit. Si la déformation à un endroit donné devait approcher de la déformation limite de service, les promoteurs prendraient les mesures suivantes, selon le cas :

- réduire la grosseur des bulbes de gel et la rapidité avec laquelle ils se forment;
- réduire la résistance au mouvement du tube;
- réduire le tassement du sol;
- renforcer le support de la conduite;
- remplacer la conduite;
- déplacer la conduite.

Les promoteurs ont indiqué qu'ils concevraient des critères d'intervention spécifiques concernant la déformation du pipeline.

Cette approche de la conception globale du projet a soulevé deux questions qui ont été débattues au cours de l'audience :

- l'à-propos de recourir à une conception axée sur la déformation pour le pipeline de la vallée du Mackenzie et le réseau de collecte Mackenzie ;
- la nature, la quantité et les délais d'obtention des renseignements géotechniques propres aux sites dont le demandeur a besoin au cours

Le saviez-vous?

Conception axée sur les contraintes et conception axée sur la déformation

Les pipelines sont conçus de manière à ce qu'ils résistent à différentes charges. Certaines de celles-ci sont permanentes ou demeurent constantes pendant de longues périodes, telles que le poids propre du pipeline ou celui du sol qui le recouvre. Des charges d'exploitation, comme la pression interne, s'exercent pendant la construction et l'exploitation du pipeline, et peuvent fluctuer au fil du temps. Les charges environnementales, telles que le soulèvement dû au gel et le tassement dû au dégel, peuvent être de courte ou de longue durée. Pour les besoins de la conception du pipeline, toutes les charges subies par la canalisation sont classées en charges primaires et charges secondaires.

Les charges primaires créent des contraintes ou des forces à l'intérieur du tube qui agissent aussi longtemps que les charges sont appliquées. Elles peuvent être permanentes ou liées à l'exploitation et, si la contrainte exercée dans le pipeline dépasse la résistance maximale de l'acier, il s'ensuit une défaillance du tube. La pression interne du pipeline est un exemple de charge primaire. La norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation exige que les contraintes combinées causées par les charges primaires ne dépassent pas un pourcentage donné de la limite élastique apparente du tube. C'est ce qu'on appelle la conception axée sur les contraintes, et la plupart des pipelines canadiens sont conçus suivant cette méthode.

Des charges secondaires se produisent dans le tube à mesure qu'il s'adapte aux charges environnementales. Pour concevoir des pipelines capables de résister aux charges secondaires, il faut déterminer l'ampleur de la charge secondaire et le degré de déformation que le tube peut subir sans danger (cela s'appelle la capacité de déformation ou la déformation admissible). Les pipelines conçus pour résister ainsi à des charges secondaires sont basés sur une conception axée sur la déformation.

D'après le dossier

Températures de conception du pipeline

Les promoteurs ont déclaré que sans réchauffage des conduites, la température de conception minimale de la tuyauterie haute pression hors terre et exposée du réseau de collecte Mackenzie serait de -53 °C. Avec l'emploi de dispositifs d'isolation et le réchauffage des conduites, elle s'établirait à -45 °C. Les promoteurs ont examiné quarante années de données climatiques d'Environnement Canada visant la région d'Inuvik, et la température minimum journalière moyenne la plus basse qui ait été observée était de -53 °C.

Le saviez-vous?

Soulèvement dû au gel et tassement dû au dégel

Étant donné que le pipeline de la vallée du Mackenzie et les conduites du réseau de collecte Mackenzie seraient enfouis dans des zones de pergélisol, ceci engendre sur le plan de la conception le problème du soulèvement dû au gel ou du tassement dû au dégel, selon les conditions locales du sol. Les charges résultantes exercées sur les tubes varient selon la présence d'eau souterraine, la porosité du sol et la température du sol par rapport à celle de la conduite dans un endroit donné. Si la température du tube est inférieure à 0 °C et que le sol ambiant est initialement non gelé, comme dans des taliks situés sous des rivières, un bulbe de gel peut se former autour du tube et exercer des forces de soulèvement sur la portée de tube touchée. Lorsquela température du tube est supérieure à 0 °C et que le sol est gelé, un dégel peut causer le tassement du sol et laisser des portées de tube sans appui. Si un tube traverse un terrain comportant différents types de sols et une teneur en glace variable, il peut se produire un tassement ou un soulèvement différentiel causant des contraintes et des déformations localisées dans le tube.

de la conception et du processus d'approbation réglementaire.

Ces questions sont interdépendantes. Nous les examinons ci-après dans le contexte des phénomènes de soulèvement dû au gel et de tassement dû au dégel le long d'un pipeline implanté dans le Nord. La disponibilité de renseignements géotechniques propres aux sites est également abordée dans l'optique des questions de conception spécifiques aux franchissements de cours d'eau et aux géorisques, comme les risques sismiques et la stabilité des pentes, par exemple.

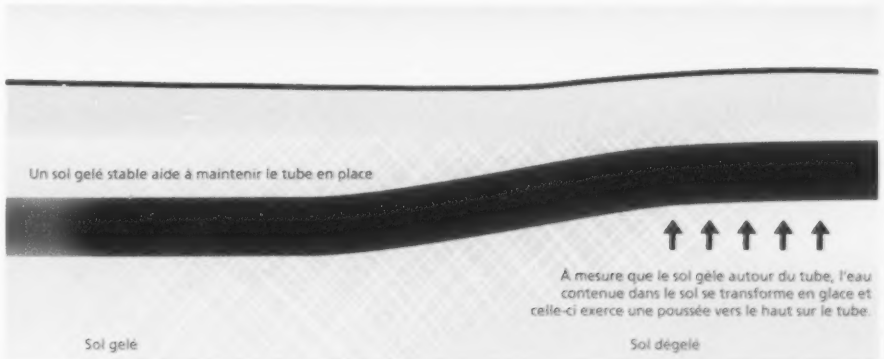
L'étape de la conception préliminaire, qui comprend les calculs de conception technique comme ceux visant à déterminer la combinaison de forces externes pouvant être exercées sur le tube, se poursuivait au moment de l'audience. La conception détaillée et la collecte des autres renseignements sur le tracé qui sont propres à chaque site ne débuteraient pas avant l'approbation du projet et se poursuivraient jusqu'au début des travaux de construction associés à chaque installation ou tronçon de construction.

Soulèvement dû au gel et tassement dû au dégel

Les pipelines faisant partie du projet gazier Mackenzie seraient soumis à des charges environnementales, telles que de grands écarts de température entre le moment de la construction et l'exploitation, le soulèvement dû au gel et le tassement dû au dégel, auxquelles des pipelines terrestres ordinaires ne sont pas couramment assujettis. Les promoteurs ont souligné que plusieurs facteurs contribuent à créer les conditions de charge, dont la longueur des portées au-dessus de sols non gelés et le nombre de portées non gelées par kilomètre. Ils ont indiqué que des distributions statistiques constituaient le meilleur moyen de caractériser ces facteurs, ainsi que la capacité de déformation du tube. Ceci rendait pertinent l'emploi de méthodes probabilistiques pour évaluer la sécurité de la conception et estimer le nombre d'interventions opérationnelles qui pourraient s'imposer pendant la durée utile du pipeline. Divers programmes de simulation, y compris des analyses par éléments finis, ont été employés pour déterminer la déformation limite de service.

Figure 6-2

Soulèvement dû au gel



Capacité de déformation

La méthode de calcul aux états limites (annexe C de la norme Z662-07 de l'Association canadienne de normalisation) tient compte de toute la durée de vie du pipeline, de la combinaison de charges prévues et des propriétés des matériaux à utiliser. Pour les tubes utilisés dans le projet gazier Mackenzie, la limite de déformation due à la compression est réputée être de 1,5 % et la limite de déformation due à la traction est de 2 %. Ces limites de déformation ont été déterminées par des analyses, mais les valeurs résultantes ont été confirmées au moyen de plusieurs tests de vérification en laboratoire. Les promoteurs ont envisagé diverses combinaisons de forces internes et externes au cours du processus de conception itératif. La pression interne, le soulèvement dû au gel (voir la figure 6-2) et le tassement dû au dégel (voir la figure 6-3) représentaient les forces les plus importantes.

Demande de déformation

Pour la conception des parties terrestres du tracé, les promoteurs ont indiqué qu'ils avaient appliqué des critères de sélection du tracé pipelinier qui visaient à éviter les problèmes de conception et de construction (voir le chapitre 5), et qu'il n'était pas pratique de recueillir de nouvelles données géotechniques et géothermiques pour optimiser le tracé. Ils ont cartographié les conditions géotechniques selon les classes de terrains. Les propriétés du sol associées à chaque classe de terrains ont été définies à l'aide de méthodes statistiques. Les promoteurs ont souligné que les calculs de la déformation du pipeline effectués à partir de cette information ne tiendraient pas compte de tous les endroits où un degré élevé de soulèvement dû au gel ou de tassement dû au dégel peut se produire. Il s'ensuit qu'une conduite pourrait être installée dans une zone où les propriétés du sol peuvent engendrer des valeurs de soulèvement dû au gel et de tassement dû au dégel supérieures à celles qui ont été établies pour la classe de terrains en question. Des états limites seraient fixés pour la déformation due à la traction ultime – limites à l'intérieur desquelles l'intégrité du pipeline serait maintenue – et à l'égard de la déformation limite de service due à la compression, seuil où le pipeline bomberait initialement mais n'aurait pas de fuites.

Les promoteurs ont soutenu que ce n'était pas pratique de recueillir des données sur les sols et

Figure 6-3

Tassement dû au dégel

Le saviez-vous?

Définitions

Capacité de déformation – quantité de déformation que le tube peut tolérer sans danger.

Déformation limite de service – seuil à partir duquel la difformité rend le pipeline inapte à fonctionner, mais ne provoque pas la défaillance du confinement.

Déformation limite ultime – seuil à partir duquel la difformité du pipeline entraîne la défaillance du confinement.

Déformation longitudinale – allongement ou compression du tube sur le sens de la longueur.

Demande de déformation – quantité de déformation provoquée par les forces internes et externes.

Geopig[MD] – marque déposée d'un outil d'inspection interne qui peut servir à localiser un tube et en évaluer la déformation.

Inspection interne – l'utilisation d'outils d'inspection interne qui se déplacent à l'intérieur du pipeline pour permettre de l'inspecter.

Longueur de portée – longueur de pipeline qui subit la charge ou la déformation.

Méthode probabilistique – les propriétés des tubes et les charges utilisées dans la conception sont représentées par des plages de valeurs, plutôt que des nombres discrets, ayant chacune une certaine probabilité d'occurrence selon les données statistiques. Les concepteurs choisissent les propriétés des tubes et les caractéristiques des charges en fonction du degré de confiance et de prudence désiré, et déterminent la probabilité qu'un état limite particulier soit dépassé.

D'après le dossier

Processus de conception itératif

Le processus de conception que les promoteurs ont suivi aux stades de l'étude de définition et de la conception préliminaire comprenait les étapes suivantes :

- Effectuer une modélisation hydraulique (conception du réseau) pour déterminer les diamètres des tubes, la nuance d'acier, l'épaisseur de paroi, les températures d'exploitation et profils de pression, ainsi que les besoins de compression.
- Effectuer une modélisation thermique afin de prévoir le potentiel de soulèvement dû au gel et de tassement dû au dégel d'après le profil de températures.
- Effectuer une modélisation structurale pour prévoir les effets potentiels du soulèvement dû au gel et du tassement dû au dégel au fil du temps. Ceci constitue la demande de déformation.
- Modéliser la capacité du tube à résister aux déformations dues à la traction et à la compression prévues au cours de la modélisation structurale. Ceci représente la capacité de déformation.
- Comparer la variation au fil du temps de la demande de déformation calculée par rapport à la demande de déformation de conception pour garantir l'intégrité du pipeline.
- Vérifier les déplacements dus au soulèvement et au tassement, et la formation de bulbes de gel ou de dégel, pour évaluer les effets sur l'environnement.
- Évaluer les options sur le plan de la conception et de l'entretien, et changer les limites de température ainsi que les diamètres des tubes, les nuances d'acier et l'épaisseur de la paroi des tubes.

Refaire les étapes précitées jusqu'à ce que les exigences de conception du réseau soient satisfaites, que la demande et la capacité de déformation soient en équilibre et que les effets sur l'environnement deviennent acceptables.

les températures assez détaillées pour réaliser une conception en fonction de chaque site. À titre d'illustration, ils ont fait valoir que la transition de conditions de pergélisol à des sols non gelés peut survenir sur des dizaines de mètres et que les changements dans la teneur en glace peuvent se produire à quelques mètres seulement. Par conséquent, l'approche de conception adoptée incorpore comme exigence la surveillance des charges qui s'accumulent au fil des ans, telles que celles que produisent le soulèvement dû au gel et le tassement dû au dégel. Au bout de plusieurs années, ces charges pourraient atteindre des valeurs précises qui exigeraient que les promoteurs prennent des mesures correctives. Ceux-ci ont soutenu qu'en raison de cette approche, il ne serait pas nécessaire, pour la majeure partie du tracé, que les conditions géotechniques et géothermiques soient cartographiées en détail aux stades de l'étude de définition et de la conception préliminaire. D'autres charges, comme celles qui peuvent être appliquées rapidement et celles qui caractérisent la plupart des pipelines, seraient prises en ligne de compte dans la conception de base du pipeline.

Affaires indiennes et du Nord Canada a exprimé l'opinion qu'il faudrait posséder des données considérables sur les propriétés et les températures réelles des sols le long du tracé du pipeline pour être en mesure de modéliser correctement les effets sur le pipeline du soulèvement dû au gel et du tassement dû au dégel. Pour la délimitation des zones de pergélisol sur l'ensemble du tracé, Affaires indiennes et du Nord Canada recommandait que les promoteurs recourent à des relevés géophysiques et des sondages additionnels, recueillent les données sur les températures du sol le long de l'emprise à des intervalles plus fréquents que ceux qui sont proposés et procèdent à une classification détaillée des sols à l'appui des évaluations

D'après le dossier

Effet du transfert thermique

Le transfert de chaleur entre le tube et le sol provoquera le gel de l'eau contenue dans le sol ou la fonte de la glace présente dans le sol, selon la température du tube, la température du sol et le temps de l'année. La formation de bulbes de gel ou de dégel autour du pipeline pendant plusieurs années successives peut engendrer des forces de soulèvement ou de tassement, respectivement, qui s'exercent sur le pipeline. Par ailleurs, la perturbation du matelas de végétation isolante pendant la construction du pipeline a aussi un effet sur le coefficient de transfert thermique entre l'air et le sol, altérant encore davantage le régime de pergélisol sous l'emprise. Outre le déplacement du tube sous l'effet du soulèvement dû au gel et du tassement dû au dégel, la longueur de la portée soumise à ce déplacement influe sur l'ampleur des déformations par flexion (demande de déformation) infligées au tube.

concernant le soulèvement dû au gel et le tassement dû au dégel. Affaires indiennes et du Nord Canada a recommandé, en outre, que les données thermiques et géotechniques soient présentées à l'Office national de l'énergie avant le début de la construction du pipeline.

Les promoteurs ont indiqué qu'ils prévoyaient faire des reconnaissances géotechniques exhaustives, aériennes et terrestres, avant le début de la construction afin de délimiter les zones de pergélisol sur l'ensemble du tracé. De plus, un vaste programme de forage de trous de sondage serait mené au cours du programme de vérification géotechnique qui aurait lieu durant la période de deux ans précédant la pose des pipelines. Les données sur la répartition d pergélisol, les mesures de la température du sol et les renseignements sur les sols seraient employés pour réviser les estimations préliminaires du soulèvement dû au gel et du tassement dû au dégel au moment de

la conception technique finale. Cette information serait aussi utilisée pour repérer les régions ayant un potentiel élevé de soulèvement et de tassement, et perfectionner les programmes de surveillance et d'intervention qui seraient exécutés au cours de l'exploitation.

Les promoteurs ont affirmé que des tubes à paroi épaisse seraient utilisés aux franchissements de cours d'eau, mais que leur utilisation n'était pas envisagée pour atténuer les effets du soulèvement dû au gel et du tassement dû au dégel. Selon eux, il ne serait pas possible dans la pratique de délimiter toutes les occurrences critiques de pergélisol à temps pour se procurer des tubes à paroi épaisse. Ils ont souligné que leur approche consistait à concevoir un pipeline capable de résister au soulèvement dû au gel et au tassement dû au dégel et à appliquer des programmes de surveillance et d'intervention pendant l'exploitation pour repérer les zones localisées de forte demande de déformation, à mesure qu'elles surviennent, et y remédier.

Le saviez-vous?

Définitions

Couverture d'épaisseur réduite – le fait de réduire l'épaisseur de la couverture au-dessus du pipeline aux endroits où il y a lieu de s'attendre à du soulèvement dû au gel permet de répartir le déplacement du pipeline plus également sur toute la longueur de la portée affectée, de relâcher la contrainte induite par la force de soulèvement et de réduire la déformation totale subie par un tronçon de tube distinct.

LiDAR – technologie de mesure de l'élévation du sol au moyen d'un système laser à balayage aéroporté.

Piézomètre – appareil servant à mesurer la pressiond'eau interstitielle dans le sol.

Thermistance – dispositif de mesure de la température basé sur la variation de la résistance électrique en fonction de la température.

Tube à paroi épaisse – tube ayant une épaisseur de paroi plus grande que l'épaisseur nominale généralement exigée, qui peut tolérer de plus grandes contraintes et qui résiste mieux à la déformation (peut absorber plus d'énergie de déformation).

Changement climatique

Les promoteurs ont déterminé que les températures annuelles moyennes du sol sont habituellement de 4,5 °C de plus que celles de l'air, et que des perturbations de la surface peuvent faire accroître la température moyenne du sol d'environ 2 °C. Dans les champs de développement, les températures du sol varient d'environ -4 °C à Niglintgak à -7,6 °C à Parsons Lake. Les températures moyennes du sol augmentent dans les régions plus au sud, atteignant environ -3 °C à Fort Good Hope et -2 °C à Norman Wells dans les zones non perturbées.

Les données sur les changements climatiques révèlent une tendance de réchauffement dans la vallée du Mackenzie qui pourrait influer sur la répartition du pergélisol au cours de la durée de vie du pipeline. Les promoteurs ont établi des valeurs relatives au réchauffement climatique pour différentes régions comprises dans la zone du projet afin qu'elles soient prises en compte dans la conception du projet. Ces valeurs sont représentées ci-dessous dans le tableau 6-2.

Tableau 6-2

Coefficients régionaux de réchauffement climatique retenus par les promoteurs

Région	Coefficient de réchauffement *(°C/année)*
Inuvik	0,094
Norman Wells	0,05
Fort Simpson	0,076
Nord de la vallée du Mackenzie	0,072
Sud de la vallée du Mackenzie	0,063

D'après le dossier

Collecte de données

Les promoteurs ont affirmé que l'étape de l'étude de définition a nécessité une grande quantité de renseignements au sujet du tracé. Grâce à la collecte de données au moyen de systèmes de positionnement global et d'instruments de détection et de télémétrie par la lumière (LiDAR) et à leur intégration dans les systèmes d'information géographique, il n'était pas nécessaire de déboiser la ligne médiane du tracé pour effectuer des levés avant la construction. Les promoteurs ont mis à contribution la masse de données géothermiques et géotechniques recueillies au cours d'études effectuées antérieurement pour l'aménagement de routes et de pipelines, et ont réalisé de nouveaux trous de sondage pour garnir la base de données sur les sondages relative au projet. De plus, l'information amassée au cours de la conception et de la construction du pipeline Norman Wells d'Enbridge Pipeline (NW) Inc., en particulier les diagraphies de tranchées et les levés géophysiques, a fourni des profils presque ininterrompus du pergélisol au sud de Norman Wells. Une base de données de la Commission géologique du Canada a fourni des mesures de température prises le long du tracé durant les années 1970 et 1980, et celles-ci ont été utilisées au cours de l'étude de définition. Cette information a été complétée par de nouveaux renseignements provenant de la Commission géologique du Canada ou recueillis par les promoteurs eux-mêmes. Après que l'emprise aura été déboisée, les promoteurs projettent de recueillir d'autres données géotechniques et géothermiques au moyen de trous de sonde, d'excavations de recherche et de sondage géotechniques, y compris des échantillonnages et des études géophysiques.

La modélisation thermique dont on a dégagé les prévisions touchant le soulèvement dû au gel et le tassement dû au dégel a reposé sur les tendances historiques de réchauffement de la température de l'air à divers endroits le long du tracé (Inuvik, Norman Wells et Fort Simpson), plutôt que sur des modèles climatiques généraux. M. Doug Ritchie s'inquiétait du fait que la modélisation thermique n'avait pas été fondée sur des modèles climatiques généraux rigoureux, comme ceux que d'autres organismes utilisent pour prévoir le réchauffement climatique dans l'Arctique. Les promoteurs ont répliqué que les tendances observées à différents endroits le long du tracé constituaient la meilleure information à utiliser dans la conception du pipeline et qu'elles permettaient d'en arriver à un coefficient de réchauffement climatique plus élevé, et partant plus prudent, que celui que produisaient les modèles climatiques généraux disponibles.

D'une manière générale, la Commission d'examen conjoint estimait que les promoteurs avaient tenu compte du changement climatique dans la conception du projet. Néanmoins, elle a recommandé que l'Office exige des promoteurs qu'ils présentent des plans de conception finale incorporant une analyse plus poussée des effets du changement climatique sur le pergélisol et la stabilité du terrain au cours de la durée de vie théorique du projet et après la cessation d'exploitation. La Commission d'examen conjoint jugeait que cette analyse devrait être effectuée à l'égard d'une série d'endroits représentatifs, de conditions et de types de terrain et qu'elle devrait prendre en compte la variabilité du climat, notamment les scénarios de température de limite supérieure, pour traduire toute la gamme des futures conditions de température, y compris la variabilité et les extrêmes, ainsi que l'impact de cette variabilité sur les régimes d'écoulement fluvial. La Commission d'examen conjoint a précisé que les résultats de ces travaux devraient être reflétés dans les plans de surveillance, d'atténuation et de gestion adaptative. Elle jugeait, par ailleurs, que les promoteurs devraient présenter cette analyse à d'autres régies compétentes en temps utile pour leur permettre d'en prendre connaissance et de présenter leurs conclusions à l'Office national de l'énergie.

Affaire indiennes et du Nord Canada a soutenu que les promoteurs devraient examiner l'incidence des scénarios de température de limite supérieure sur leurs prévisions concernant l'intégrité du pipeline, en particulier dans les régions où le pergélisol peut se dégrader pendant la vie utile du pipeline.

Opinion de l'Office

Selon nous, les promoteurs ont adopté une approche d'ingénierie qui englobe toute la vie utile du projet gazier Mackenzie. Cette approche combine deux méthodes de conception, axées sur les contraintes et sur la déformation, l'application de mesures d'atténuation pendant la construction, ainsi que la surveillance et les interventions durant l'exploitation pour garantir une intégrité acceptable du pipeline en rapport avec les exigences du projet.

Ainsi que nous l'avons indiqué au chapitre 3, nous sommes satisfaits des estimations de changement climatique que les promoteurs ont utilisés dans la conception du projet. Vu l'incertitude des prédictions à cet égard, il serait prudent d'évaluer la conception sous l'éclairage des scénarios de température de limite supérieure, tel que le recommande la Commission d'examen conjoint. Comme le nom l'indique, de tels scénarios seraient moins susceptibles de se réaliser que ceux dont les promoteurs se sont inspirés pour concevoir le projet. La condition 6 exige que les promoteurs présentent un rapport qui comprend une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour une série d'endroits représentatifs et des conditions supposant des scénarios possibles de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser le long du tracé. L'analyse doit inclure les incidences possibles du point de vue de la conception des pentes et des franchissements de cours d'eau. Nous n'avons pas précisé quelle devrait être la structure de cette étude. Cependant, nous croyons qu'il y aurait lieu de consulter des ministères tels qu'Environnement Canada, Affaires indiennes et du Nord Canada et Ressources naturelles Canada pendant la réalisation de l'étude afin de tirer parti de leur expertise.

6.3.4 Conception et configuration du réseau

Pour accomplir l'objectif énoncé du projet, qui est de transporter du gaz naturel et des liquides de gaz naturel depuis le delta du Mackenzie jusqu'à l'infrastructure pipelinière en place en Alberta, les promoteurs ont proposé d'aménager un réseau de conduites de collecte de gaz et de liquides, des stations et un pipeline de transport de gaz naturel de gros diamètre. Le réseau de collecte Mackenzie proposé acheminera le gaz naturel et des liquides des champs d'ancrage d'où ils sont extraits jusqu'à l'installation de traitement de la région d'Inuvik, là où les arrivages seront mesurés, séparés et préparés en vue de leur transport vers le sud jusqu'aux interconnexions avec l'infrastructure pipelinière existante. Les liquides de gaz naturel séparés du flux gazeux seront transportés jusqu'à Norman Wells dans une canalisation réservée, tandis que le gaz naturel sera comprimé et acheminé vers le sud, via le pipeline de la vallée du Mackenzie, jusqu'à un point d'interconnexion en Alberta.

Une considération primordiale sur le plan de la conception du réseau est le choix d'une capacité de réseau initiale qui à la fois répond aux engagements immédiats relatifs au transport d'hydrocarbures et tient compte des exigences liées aux livraisons futures de gaz et de liquides. La conception finale précise la combinaison de paramètres – diamètre des conduites, composition des fluides, température et pression – qui a été choisie pour obtenir la capacité de réseau souhaitée. Ces paramètres sont ensuite utilisés pour déterminer les matériaux des pipelines. Le débit d'un pipeline en place peut être relevé par l'ajout de pompes, de compresseurs ou de doublements pendant la durée de vie du projet.

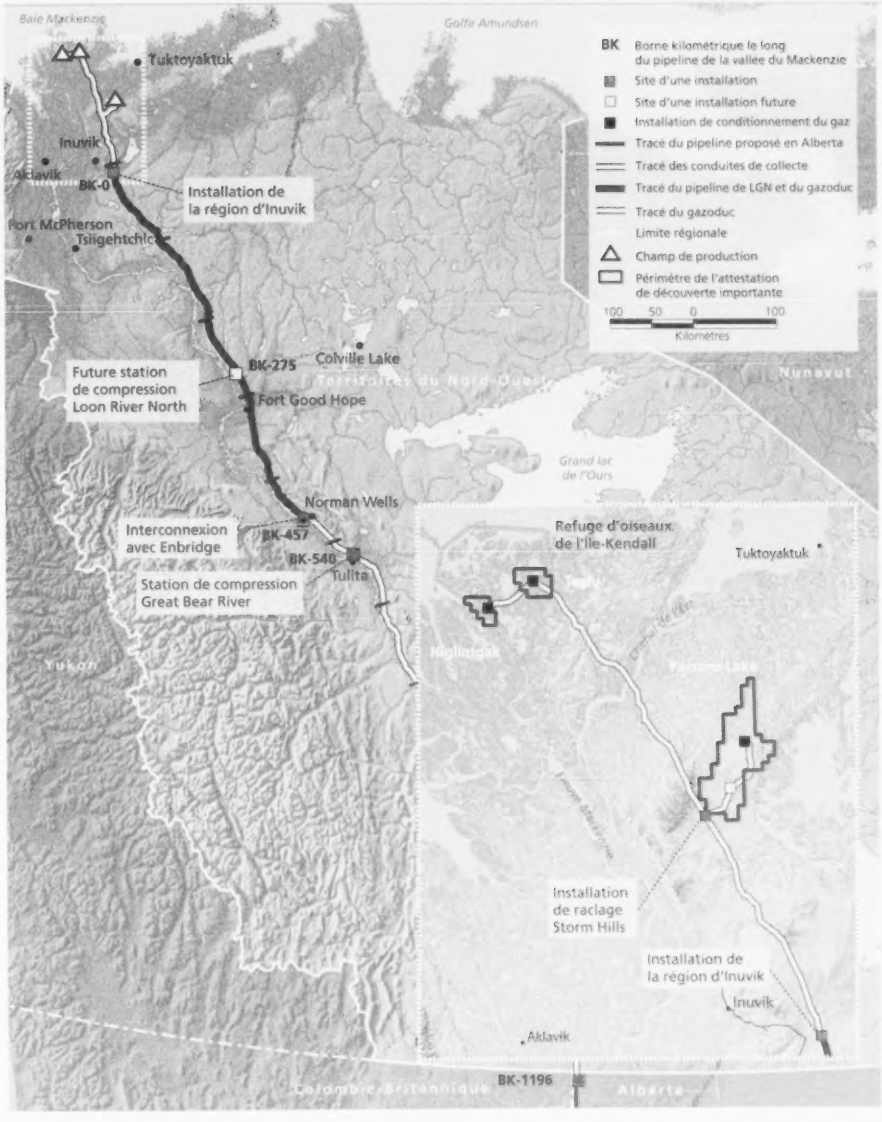


Figure 6-4

Réseau de collecte Mackenzie

Les figures 6-4 et 6-5 illustrent la configuration proposée du réseau de collecte Mackenzie et du pipeline de la vallée du Mackenzie, que nous décrivons plus en détail dans les sections qui suivent. Les promoteurs ont soutenu que la capacité du réseau proposé pourra être augmentée par l'ajout de latéraux et d'installations dans le réseau de collecte Mackenzie, et l'ajout de jusqu'à onze stations de compression le long du pipeline de la vallée du Mackenzie.

D'après le dossier

Facteurs de conception

Les promoteurs ont tenu compte des facteurs suivants dans la conception du réseau de collecte Mackenzie :

- tracés pipeliniers antérieurs et actuels;
- emplacements possibles d'installations de traitement du gaz;
- coûts totaux pendant la durée utile du projet;
- emplacements possibles d'installations de déshydratation;
- réduction maximale de l'empreinte écologique;
- infrastructure en place;
- choix entre des canalisations hors terre et des canalisations enfouies;
- avis recueillis lors des consultations auprès des collectivités;
- pressions de livraison aux champs;
- pressions de livraison à l'entrée de l'installation de traitement du gaz;
- quantités de gaz allant de 24 Mm^3/j (0,85Gpi^3/j) à 34 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j);
- températures d'exploitation des pipelines dans des zones pergélisolées;
- diamètres des pipelines, soit NPS 12 à NPS 36 (DN 300 à 900);
- nuance d'acier des tubes pouvant atteindre 483 MPa (X70).

Conception du réseau de collecte Mackenzie

Le réseau de collecte Mackenzie comprend les aménagements suivants :

- environ 190 kilomètres de conduites de collecte NPS 16, NPS 18, NPS 26 et NPS 32 (DN 400, 450, 650 et 800) destinées à transporter le gaz produit aux champs gaziers de Niglintgak, Taglu et Parsons Lake (champs de développement), ainsi que les volumes souscrits par MGM Energy Corp., jusqu'à l'installation de la région d'Inuvik;
- l'installation de la région d'Inuvik, qui traiterait le gaz produit;
- un pipeline de liquides de gaz naturel NPS 10 (DN 250) d'environ 457 kilomètres de long, qui relierait l'installation de la région d'Inuvik à Norman Wells;
- des vannes de sectionnement, installations de raclage et stations de comptage associées aux conduites de collecte amont et au pipeline de liquides de gaz naturel.

Le réseau de collecte Mackenzie pourrait livrer environ 30,9 Mm^3/j (1,1 Gpi^3/j) de gaz naturel au pipeline de la vallée du Mackenzie et transporter quelque 4 000 m^3/j (25 200 b/j) de liquides de gaz naturel à Norman Wells à partir de l'installation de la région d'Inuvik. Le coût en capital du réseau de collecte Mackenzie est de l'ordre de 3,5 milliards de dollars (en $2006). Sa mise en service est prévue pour 2018.

Réseau de collecte Mackenzie – Conduites de collecte amont

Les conduites de collecte en amont de l'installation de la région d'Inuvik (figure 6-6) sont les suivantes :

- le latéral Niglintgak NPS 16 (DN 400), ayant une pression nominale de 12,9 MPa (1 870 lb/po^2), qui s'étend sur 14,7 kilomètres de l'installation de conditionnement du gaz de Niglintgak à celle de Taglu;
- le latéral Taglu NPS 26 (DN 650), ayant une pression nominale de 12,2 MPa (1 770 lb/po^2), qui s'étend sur 80,9 kilomètres de l'installation de conditionnement du gaz de Taglu jusqu'à l'installation de raclage Storm Hills;
- le latéral Parsons Lake NPS 18 (DN 450), ayant une pression nominale de 12,2 MPa (1 770 lb/po^2), qui s'étend sur 26,4 kilomètres de l'installation de conditionnement du gaz de Parsons Lake à l'installation de raclage Storm Hills;
- le latéral Storm Hills NPS 32 (DN 800), ayant une pression nominale de 12,2 MPa (1 770 lb/po^2), qui s'étend sur 67,2 kilomètres de l'installation de raclage Storm Hills à l'installation de la région d'Inuvik.

Les conduites de collecte amont sont conçues pour absorber les volumes de gaz naturel produits aux trois champs de développement et ceux provenant d'autres sources éventuelles dans le delta du Mackenzie. Le mélange de gaz naturel et de liquides de gaz naturel serait déshydraté à chaque champ de développement, puis acheminé pour traitement à l'installation de la région d'Inuvik, via des canalisations latérales à écoulement diphasique. Les conduites seraient conçues pour transporter des volumes de jusqu'à 30,9 Mm^3/j (1,1 Gpi^3/j) en été. Leur capacité pourrait être accrue grâce au doublement de sections des latéraux ou à l'ajout de latéraux supplémentaires, de moyens de compression ou d'installations de manutention des liquides.

Réseau de collecte Mackenzie – Pipeline de liquides de gaz naturel

Les promoteurs ont déterminé que la conception qui conviendrait le mieux au sud de l'installation de la région d'Inuvik consisterait à utiliser deux pipelines à écoulement monophasique : un servant au transport du gaz naturel, tel qu'il est décrit dans les sections qui suivent, et l'autre

au transport des liquides de gaz naturel. Pour le pipeline de liquides, ils ont opté pour une canalisation enfouie NPS 10 (DN 250), de nuance 359 (X52), ayant une épaisseur de paroi de 7,8 millimètres et une pression maximale d'exploitation de 9,93 MPa (1 440 lb/po^2). S'étendant sur 457,2 kilomètres, le pipeline de liquides de gaz naturel se terminerait à la station de pompage d'Enbridge Pipelines (NW) Inc., à Norman Wells, qu'il est prévu de doter d'un sas d'arrivée des racleurs et d'une vanne de sectionnement. Au début de l'exploitation, aucune station de pompage ne serait requise entre l'installation de la région d'Inuvik et Norman Wells. Le pipeline aurait une capacité initiale d'environ 4 000 m^3/j (25 200 b/j), qui pourrait être portée à environ 6 700 m^3/j (42 150 b/j) par l'ajout de deux autres stations de pompage. À partir de Norman Wells, les liquides seraient acheminés par lots vers les régions plus sud au moyen du pipeline Norman Wells existant d'Enbridge Pipelines (NW) Inc.

Capacité et possibilités d'agrandissement du réseau de collecte Mackenzie

À l'audience, des intervenants ont soulevé des questions au sujet de la capacité nominale des conduites de collecte amont et des moyens de l'accroître. Toutefois, aucun intervenant n'a contesté l'à-propos de la conception du pipeline de liquides de gaz naturel ou sa capacité de transporter les volumes actuels et futurs de liquides.

Le Mackenzie Explorer Group a exprimé l'avis que la construction de doublements serait la solution d'agrandissement la plus vraisemblable pour la conception diphasique que proposent les promoteurs. Il estimait, toutefois, que ceci ne constituerait probablement pas l'approche la plus économique surtout si la production de gaz naturel augmentait à petits pas.

Le Mackenzie Explorer Group a présenté une preuve indiquant que le réseau aurait une capacité réelle de 30,4 Mm^3/j (1 075 Mpi^3/j), ce qui laisserait une capacité libre non souscrite de 8,65 Mm^3/j (305 Mpi^3/j), dont 5,1 Mm^3/j (180 Mpi^3/j) à Taglu et le reste, au sud de l'installation de raclage Storm Hills. Il a souligné que la philosophie de conception en amont de l'installation de la région d'Inuvik ne concorde pas avec la conception en aval de ce point. Dans sa preuve, il a noté que les conduites de collecte amont ont une capacité maximale de 30,4 Mm^3/j (1 075 Mpi^3/j), tandis que celle du pipeline de la vallée du Mackenzie pourrait être portée jusqu'à 48 Mm^3/j (1 695 Mpi^3/j).

Les promoteurs, de concert avec Chevron Canada Resources et BP Canada Energy Company, membres du Mackenzie Explorer Group, ont mené une étude conjointe pour évaluer les solutions qui permettraient de hausser la capacité du réseau de collecte au nord de l'installation de la région d'Inuvik en prévision de nouvelles découvertes de gaz naturel. Suite à cette étude, le Mackenzie Explorer Group était en faveur de l'option qui consiste à préinstaller des tubes et des composants de plus grande capacité afin de rendre le réseau facilement extensible à l'avenir. Les promoteurs ont estimé que la préinstallation de tels composants ajouterait 142 millions de dollars au coût du projet.

En plaidoirie, le Mackenzie Explorer Group a exprimé l'avis que la conception du réseau diphasique en prévision d'une plus haute pression d'exploitation est une meilleure solution en termes de coût total par unité de capacité, d'autant plus qu'elle éviterait les ajouts de capacité en bloc et réduirait au minimum les effets supplémentaires sur l'environnement.

D'après le dossier

Étude d'extensibilité

Pour les besoins de l'étude conjointe du Mackenzie Explorer Group et des promoteurs, on a posé comme hypothèse que trois agrandissements de 7,1 Mm3/j (~250 Mpi3/j) seraient apportés au nord de l'installation de la région d'Inuvik et que la capacité complètement agrandie du réseau de collecte Mackenzie correspondrait à celle du pipeline de la vallée du Mackenzie. Les auteurs de l'étude n'ont pas examiné la possibilité que du gaz soit introduit dans le pipeline de la vallée du Mackenzie en aval d'Inuvik et que ceci réduise la capacité agrandie de ce pipeline qui serait disponible à Inuvik.

L'étude conjointe a défini sept conceptions de rechange pour les conduites de collecte et deux conceptions de rechange pour l'installation de la région d'Inuvik Des sept options visant les conduites de collecte, trois permettaient d'agrandir ces dernières de sorte que leur capacité égale celle du pipeline de la vallée du Mackenzie. Voici ces options : installer des canalisations NPS 36 (DN 900) entre Taglu et l'installation de la région d'Inuvik; accroître la pression d'exploitation des conduites de collecte à 18 MPa (2 610 lb/po2) afin qu'elle concorde avec la conception du pipeline de la vallée du Mackenzie; et construire un pipeline distinct ou un doublement. Parmi ces trois options, le Mackenzie Explorer Group privilégiait la solution qui consiste à accroître la pression d'exploitation à 18 MPa (2 610 lb/po2), laquelle suppose la préinstallation de tubes et de composants de plus grande capacité que celle qui est prévue. À mesure que la pression d'exploitation des conduites de collecte serait accrue pour absorber de nouveaux volumes, il faudrait ajouter de la compression à chacun des champs existants pour permettre au gaz naturel et aux liquides de gaz naturel de circuler dans le réseau de collecte amont.

Le saviez-vous?
Définitions

Capacité réelle – la capacité qui est disponible à l'année longue; elle est calculée à partir des températures ambiantes historiques enregistrées au cours du mois le plus chaud (juillet) vu que la capacité d'un pipeline augmente en fonction de la diminution de la température de l'air parce que la puissance motrice des turbines à gaz s'accroît plus la température ambiante est froide.

Débit massique – masse de fluide circulant dans un pipeline pendant une unité de temps.

Doublement – augmentation de la capacité d'un pipeline existant par la construction d'un autre pipeline adjacent à celui-ci.

Latéral – canalisation servant à raccorder de nouveaux approvisionnements ou un nouveau marché au pipeline principal.

Lots – quantités de pétrole, de produits pétroliers ou de condensats ayant des propriétés distinctes qui appartiennent à un expéditeur en particulier et sont transportées dans un pipeline entre deux autres lots.

Nuance d'acier – désigne la résistance de l'acier utilisé dans la fabrication d'un tube, exprimée habituellement en mégapascals (MPa).

Phase dense – dans certaines conditions de pression et de température, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel peuvent être transportés simultanément dans un pipeline sous un même état, appelé la phase dense, dont les propriétés sont à mi-chemin entre celles d'un gaz et celles d'un liquide. Les pipelines qui transportent des produits en phase dense ont un diamètre réduit et des parois plus épaisses, ce qui les rend plus résistants aux contraintes de flexion.

Pipeline à écoulement diphasique – canalisation qui transporte à la fois des liquides et du gaz, en même temps.

Pipeline à écoulement monophasique – canalisation qui transporte un liquide ou un gaz, mais pas les deux à la fois.

Récupérateur de bouchons liquides – assemblage de tuyauterie utilisé dans les pipelines à écoulement diphasique pour séparer les liquides du gaz avant qu'il n'entre dans un compresseur de gaz.

Sas d'arrivée des racleurs – assemblage de tuyauterie qui permet de retirer des outils d'inspection interne (racleurs) d'un pipeline sans interrompre l'écoulement des produits dans le pipeline.

Vanne de sectionnement – vanne qui peut bloquer complètement l'écoulement de produits dans un pipeline, dans les deux sens.

Les promoteurs ont rejeté la prémisse selon laquelle la capacité ultime du réseau de collecte Mackenzie devait égaler celle du pipeline de la vallée du Mackenzie. Ils ont fait valoir que des volumes de gaz pourraient être introduits dans le pipeline de la vallée du Mackenzie au sud d'Inuvik, soit depuis la région des collines Colville. Dans son étude de l'approvisionnement, le cabinet Gilbert Laustsen and Jung Associates prévoyait que la production de gaz dans la région des collines Colville pourrait dépasser 8,5 Mm^3/j (300 Mpi^3/j). Les promoteurs ont indiqué que MGM Energy Corp. avait demandé une capacité de 5,7 Mm^3/j (200 Mpi^3/j), à laquelle s'ajoutent les 23,5 Mm^3/j (830 Mpi^3/j) qu'ils utiliseraient eux-mêmes, ce qui laissait une capacité libre de 1,3 Mm^3/j (45 Mpi^3/j) pour d'autres expéditeurs. Ils ont mentionné qu'il serait possible d'ajouter une capacité supplémentaire de 10,6 Mm^3/j (375 Mpi^3/j) avec l'aménagement d'une station de compression à Storm Hills. Ils ont déclaré également que la capacité du réseau de collecte amont pourrait être accrue encore davantage au moyen de doublements.

Conception du pipeline de la vallée du Mackenzie

Le pipeline de la vallée du Mackenzie comprend ce qui suit :

- environ 1 196 kilomètres de canalisations NPS 30 (DN 750) s'étendant de l'installation de la région d'Inuvik à un point d'interconnexion avec le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd., situé immédiatement au sud de la limite entre l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest;
- trois stations de compression : une seule station est prévue au départ, Great Bear River, et deux autres seront aménagées par la suite, Loon River North et River Between Two Mountains, une fois que d'autres engagements auront été reçus de la part d'expéditeurs;
- une station de chauffage, Trout River, qui sera aménagée après la réception d'autres engagements de la part d'expéditeurs;
- une station de comptage à l'installation de la région d'Inuvik;
- un sas d'arrivée des racleurs et une vanne de sectionnement, qui seront situés immédiatement au sud de la limite entre l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest.

Le pipeline de la vallée du Mackenzie a une capacité nominale de 27,3 Mm^3/j (0,96 Gpi^3/j) s'il compte une seule station de compression, et de 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) s'il y a trois stations de compression et une station de chauffage. Sa capacité peut être portée à 49,8 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j) avec l'exploitation de 14 stations de compression (voir la figure 6-5). La demande dont l'Office est saisi ne prévoit que trois stations de compression. La mise en service du pipeline de la vallée du Mackenzie est prévue pour 2018.

Plusieurs facteurs ont influé sur le choix de la conception du pipeline de la vallée du Mackenzie, dont les suivants :

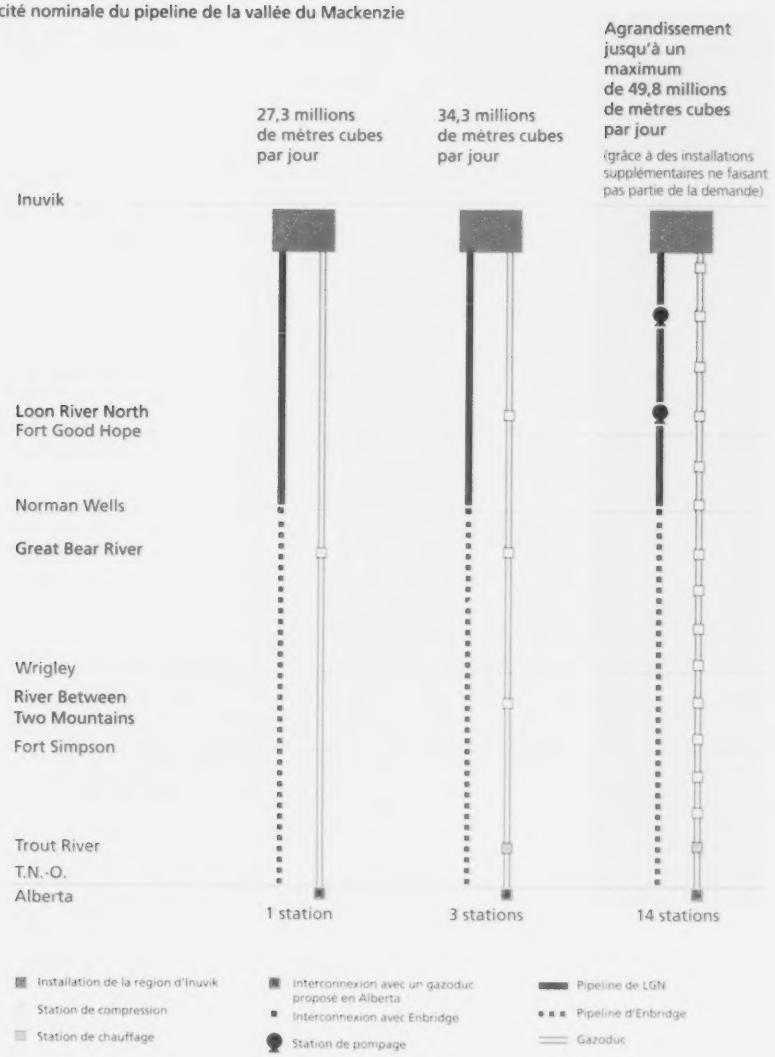
- la composition du gaz;
- les températures d'exploitation dans les zones de pergélisol continu et de pergélisol discontinu;
- les volumes initiaux et futurs à transporter;
- l'emplacement éventuel des stations le long du tracé.

Les promoteurs ont évalué trois concepts possibles pour le pipeline de la vallée du Mackenzie : le transport en phase dense, l'écoulement diphasique et l'écoulement monophasique. Ces concepts ont été évalués au regard des critères suivants :

- la souplesse d'adaptation aux changements de volumes et de composition du gaz découlant de changements éventuels liés aux approvisionnements;
- les coûts pendant la durée de vie du projet;
- la constructibilité;
- l'exploitabilité.

Figure 6-5

Capacité nominale du pipeline de la vallée du Mackenzie



Les promoteurs ont opté pour un pipeline à écoulement monophasique ayant une pression maximale d'exploitation de 18,7 MPa (2 710 lb/po^2). Ils ont présenté cette conception comme étant celle qui permettrait le mieux de s'adapter à des variations éventuelles des volumes et de la composition du gaz ainsi qu'à l'incertitude entourant le moment et la provenance des approvisionnements. Des coûts moindres pendant la durée de vie du pipeline, la simplicité des installations et la souplesse d'exploitation sont certains des avantages qu'ils ont relevés à l'égard du concept d'un pipeline haute pression à écoulement monophasique. L'épaisseur de paroi des tubes serait généralement de 16,2 millimètres, mais elle serait accrue à 21,6 millimètres aux endroits où des charges externes plus importantes pourraient s'exercer sur le pipeline, tel qu'aux croisements de routes et aux franchissements de cours d'eau. Le tableau 6-3 résume les paramètres de conception du pipeline de la vallée du Mackenzie.

Tableau 6-3

Paramètres de conception du pipeline de la vallée du Mackenzie

Type de tube	**NPS 30 (DN 750) Tube de canalisation**	**NPS 30 (DN 750) Tube à paroi épaisse**
Nuance	550 MPa (X80)	550 MPa (X80)
Épaisseur de paroi	16,2 mm	21,6 mm
Pression nominale	18,7 MPa (2 710 lb/po^2)	18,7 MPa (2 710 lb/po^2)
Longueur estimative	1 185 km	19 km

La conception dont les promoteurs demandent l'approbation comprend trois stations de compression et une station de chauffage, et permet de livrer 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) de gaz naturel en été et 38,4 Mm^3/j (1,35 Gpi^3/j) en hiver.

D'après le dossier

Transport en phase dense, écoulement diphasique et écoulement monophasique

Les promoteurs ont examiné le concept du transport en phase dense, qui exigerait de hausser les pressions d'exploitation pour que le gaz naturel et les liquides de gaz naturel se comportent comme un seul fluide. Cette conception suppose des tubes de plus petit diamètre et moins de stations de compression, et pourrait éliminer le besoin d'une canalisation pour liquides de gaz naturel. Les promoteurs ont déterminé que le fonctionnement en phase dense exigerait des pressions d'exploitation d'environ 40 MPa (5 800 lb/po^2). À des pressions inférieures à celles-ci, des liquides de gaz naturel seraient présents dans le flux gazeux. Selon leurs estimations, il serait nécessaire de stocker, de vendre ou d'éliminer environ 150 m^3/j (940 b/j) de liquides le long du tracé du pipeline, ce qui serait peu pratique. De plus, il faudrait une usine de traitement à la sortie du pipeline de la vallée du Mackenzie pour extraire les liquides, de sorte que le gaz réponde aux spécifications des gazoducs en aval. Les promoteurs ont décidé de ne pas retenir cette conception pour les raisons suivantes : le fonctionnement en phase dense serait sensible à la composition du gaz; la présence de liquides exigerait plus d'installations de traitement, à moins que les pressions d'exploitation soient extrêmement élevées; de très hautes pressions d'exploitation feraient augmenter les coûts.

Dans un pipeline à écoulement diphasique, les liquides et le gaz sont expédiés ensemble. Le pipeline peut être exploité à des pressions semblables à ceux d'un pipeline à écoulement monophasique, mais les liquides et le gaz doivent être séparés aux stations de compression pour éviter d'endommager les compresseurs. Ceci exige l'ajout à chaque station de récupérateurs de bouchons liquides et de pompes pour collecter les liquides, puis les réinjecter dans le pipeline une fois que le gaz a été comprimé. Les promoteurs ont écarté cette conception car elle est moins flexible que celle de l'écoulement monophasique.

Dans un pipeline à écoulement monophasique, les liquides sont séparés du gaz, puis transportés par camion, brûlés à la torche, réinjectés ou expédiés séparément dans un autre pipeline. Les promoteurs ont indiqué qu'ils avaient retenu la solution combinant le transport monophasique par gazoduc et le transport des liquides dans un pipeline distinct parce qu'elle permet le mieux de tenir compte des variations éventuelles entre la composition initiale du gaz et celle des expéditions futures, coûte moins cher pendant la durée de vie du projet, simplifie les installations requises et offre plus de flexibilité sur le plan de l'exploitation.

Agrandissement du pipeline de la vallée du Mackenzie

Aucun intervenant n'a mis en doute l'à-propos de la conception du pipeline de la vallée du Mackenzie ou sa capacité à transporter les volumes actuels et futurs de gaz. Cependant, des questions ont été soulevées au sujet de la capacité initiale du pipeline, de la façon dont il serait agrandi à l'avenir et des conséquences d'une expansion par étapes sur le régime thermique du sol le long du tracé du pipeline.

Les propriétaires des champs de développement ont conclu des contrats de transport équivalant à 23,5 Mm^3/j (0,83 Gpi^3/j) de la capacité initiale du pipeline; la capacité restante d'environ 11 Mm^3/j (0,39 Gpi^3/j) est disponible pour souscription. Avec une seule station de compression en exploitation, soit Great Bear River, le pipeline peut livrer tous les volumes initiaux souscrits.

Le coût en capital approximatif du pipeline de la vallée du Mackenzie s'établit à 7,05 milliards de dollars (en $2006) en comptant seulement la station de compression Great Bear River. L'aménagement de la station de chauffage Trout River et des stations de compression Loon River North et River Between Two Mountains ajouterait environ 800 millions de dollars au coût en capital. Les promoteurs ont demandé l'approbation de toutes ces installations, mais ils prévoient retarder la construction de deux des trois compresseurs et de la station de chauffage jusqu'à ce que le reste de la capacité soit souscrite.

L'ajout de onze stations de compression de plus le long du pipeline porterait sa capacité réelle à environ 49,8 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j). Les promoteurs n'ont pas sollicité l'approbation de ces autres stations de compression dans les demandes dont l'Office est présentement saisi.

Conception des installations relatives aux stations

Le projet gazier Mackenzie prévoit les installations de stations suivantes :

- des installations de comptage à chacun des champs de développement, où le gaz naturel et les liquides de gaz naturel seraient comptés séparément aux points de réception;
- des installations de raclage à la jonction des latéraux Taglu et Parsons Lake (Storm Hills), comprenant des sas d'arrivée et de départ des racleurs qui seraient exploités à distance à partir du centre de commande principal;
- l'installation de la région d'Inuvik, qui séparerait le gaz et les liquides de gaz naturel pour qu'ils répondent aux spécifications relatives au gaz d'admission du pipeline de la vallée du Mackenzie et à celles des pipelines de liquides de gaz naturel;
- des appareils de comptage du gaz naturel et des liquides de gaz naturel, situés dans l'enceinte de l'installation de la région d'Inuvik;
- des compresseurs pour acheminer le gaz naturel jusqu'au pipeline de la vallée du Mackenzie et des pompes pour envoyer les liquides dans le pipeline de liquides de gaz naturel, également situés sur les lieux de l'installation de la région d'Inuvik;
- trois stations de compression du gaz naturel : Loon River North (située près de Fort Good Hope), Great Bear River et River Between Two Mountains;
- la station de chauffage Trout River, pour maintenir la température d'exploitation du pipeline à l'intérieur des limites de conception.

Les promoteurs ont déclaré que les installations des stations faisant partie du projet gazier Mackenzie seraient conçues en conformité avec la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée *Réseaux de canalisations*

de pétrole et de gaz, sauf pour l'installation de la région d'Inuvik dont la conception obéirait au Code B31.3 de l'American Society of Mechanical Engineers.

À l'installation de la région d'Inuvik, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel acheminés par les conduites de collecte amont doivent être séparés et traités afin de répondre aux spécifications des pipelines relatives au gaz d'admission. Les liquides de gaz naturel renferment des composants qui se vaporisent lors du stockage dans des réservoirs de pétrole classiques. Pour faciliter le transport par pipeline des liquides de gaz naturel, les composants instables en seraient retirés à l'installation de la région d'Inuvik au cours d'un processus qu'on appelle la stabilisation. Les composants extraits seraient réinjectés plus tard dans le pipeline de la vallée du Mackenzie. L'installation de la région d'Inuvik utiliserait un système de torchère pour brûler des flux gazeux produits en cas de perturbations de l'exploitation. Les normes de conception et de performance de l'installation seraient conformes aux exigences du Guide G-40 de l'Alberta Energy and Utilities Board.

Le gaz naturel serait comprimé par deux compresseurs centrifuges faisant partie de l'installation de la région d'Inuvik. Ces compresseurs seraient entraînés par deux turbines à gaz d'une puissance de 30 MW (ISO) alimentées par du gaz naturel provenant de l'installation. Le gaz naturel comprimé serait refroidi au moyen de refroidisseurs aériens et d'échangeurs de chaleur gaz-gaz. Les turbines à gaz seraient des unités à chambre de combustion sèche à faibles émissions d'oxydes d'azote, qui sont couramment disponibles dans le commerce. Les compresseurs seraient fabriqués conformément à la norme 617 de l'American Petroleum Institute. Toutes les stations de compression auraient une pression nominale de 19,8 MPa (2 870 lb/po^2) pour fournir la pression de refoulement maximum admise par le pipeline de la vallée du Mackenzie. Des moteurs alternatifs au gaz naturel seraient la source d'alimentation électrique principale des stations de compression, et des moteurs alternatifs diesel serviraient comme source d'alimentation d'urgence.

Bien qu'elle ne serait pas requise au départ, la station de chauffage Trout River deviendrait nécessaire à plus long terme pour maintenir la température d'exploitation du pipeline dans les limites de conception définies pour la configuration à trois stations de compression. La conception que privilégient les promoteurs consiste à utiliser des réchauffeurs à bain à feu indirect qui seraient alimentés par du gaz provenant du pipeline. La station de chauffage serait conçue pour être exploitée à distance, l'entretien étant effectué par du personnel amené sur place en hélicoptère. L'installation fonctionnerait à une pression de 19,8 MPa (2 870 lb/po^2). Des moteurs alternatifs au gaz naturel constitueraient la source d'alimentation principale, tandis que des moteurs alternatifs diesel assureraient l'alimentation électrique d'urgence.

Les promoteurs ont indiqué qu'ils choisiraient des moteurs dont la conception à basses émissions est éprouvée et que ces appareils respecteraient ou dépasseraient les exigences du *Code of Practice for Compressor and Pumping Stations and Sweet Gas Processing Plants, 1996* (code de pratique visant les stations de compression et de pompage et les usines de traitement de gaz non corrosif) d'Environnement Alberta, lequel prescrit une limite maximum d'émissions d'oxydes d'azote de 6 g/kWh pour des moteurs de plus de 600 kW.

D'après le dossier

Facteurs de conception

Ayant déterminé qu'un pipeline à écoulement monophasique représentait le meilleur concept pour le projet, les promoteurs ont analysé les facteurs suivants :

- les tracés pipeliniers antérieurs et actuels;
- les coûts totaux pendant la durée de vie du projet;
- les températures d'exploitation dans des zones de pergélisol continu et de pergélisol discontinu;
- le transport de volumes variant de 24 Mm^3/j à 56 Mm^3/j (0,8 Gpi^3/j à 2 Gpi^3/j);
- l'emplacement des installations le long du tracé;
- les exigences initiales des expéditeurs et la possibilité d'une expansion future;
- les avis recueillis au cours des consultations auprès des collectivités;
- la réduction de l'empreinte du projet grâce à l'utilisation de l'infrastructure en place.

D'après le dossier

Emplacement de l'installation de la région d'Inuvik

Aux premiers stades de la conception technique, les promoteurs avaient envisagé de situer l'installation de la région d'Inuvik 16 kilomètres au nord de l'emplacement actuel proposé dans la demande. Ils ont fait valoir que le nouvel emplacement est plus plat, qu'il exige l'importation de moins de gravier et qu'il raccourcit la route d'accès de 14 kilomètres. Les premiers travaux de conception ont établi que dans tout tronçon du pipeline qui passerait dans une zone de pergélisol continu, il faudrait que la température d'admission du gaz dans le pipeline demeure à une température constante de -1 °C pour prévenir l'effet de dégel. Pour satisfaire à cette exigence d'exploitation, il fallait que l'installation de la région d'Inuvik soit équipée d'unités de réfrigération du gaz. Au nouvel emplacement choisi pour l'installation de la région d'Inuvik, les promoteurs ont constaté qu'il y avait peu d'indices de la présence de sols sensibles au dégel sur une bonne distance en aval de l'installation. Pour raffiner la conception de l'installation, ils ont examiné la possibilité de remplacer les unités de réfrigération du gaz par des échangeurs de chaleur qui refroidiraient le gaz en utilisant l'air ambiant.

En raison des basses températures du produit entrant dans l'installation de la région d'Inuvik et des températures estivales relativement faibles, les promoteurs ont calculé que sans les unités de réfrigération, le gaz sortant de l'installation de la région d'Inuvik aurait une température de refoulement d'environ 3 °C en été et de 0 °C ou moins pendant le reste de l'année. Ceci entraînerait un tassement dû au dégel d'environ 0,3 m au point de sortie de l'installation de la région d'Inuvik, effet qui disparaîtrait complètement à 50 kilomètres en aval de cette installation.

Opinion de l'Office

Nous croyons que la conception de réseau que les promoteurs ont retenue entre l'installation de la région d'Inuvik et Norman Wells pour le gazoduc à écoulement monophasique et le pipeline de liquides de gaz naturel est conforme aux bonnes pratiques de conception et offre une extensibilité suffisante pour absorber d'autres volumes qui surviendraient dans le futur. Nous estimons également que toute la question des futurs approvisionnements gaziers laisse planer de l'incertitude pour ce qui concerne leur volume, leur composition, le moment où ils surviendraient et leur point d'origine. En raison de cette incertitude, nous ne partageons pas l'avis du Mackenzie Explorer Group selon lequel il est justifié d'investir dans la préinstallation de tubes à paroi épaisse et d'autres dispositifs dans le cas du réseau de collecte diphasique pour permettre d'en relever plus tard la pression d'exploitation. Selon nous, s'il était nécessaire d'ajouter une capacité d'acheminement à partir du delta du Mackenzie, l'aménagement d'installations de compression à Storm Hills pourrait être une solution de rechange viable à la construction de doublements. Cette solution offre également l'avantage de ne pas nécessiter la modification des moyens de compression à d'autres points de réception.

6.4 Questions de conception précises

6.4.1 Aperçu

Le milieu d'implantation du projet, c'est-à-dire le Nord canadien, a suscité des questions précises, notamment au sujet de l'approche proposée pour la conception technique du projet. L'objectif premier de l'audience de l'Office était de garantir que les installations pouvaient être conçues et exploitées d'une manière sûre et respectueuse de l'environnement, tout en maintenant la fiabilité du réseau.

6.4.2 Géorisques

Les géorisques sont des phénomènes géologiques, géotechniques, géothermiques ou hydrologiques, d'origine naturelle ou engendrés par le projet, qui peuvent provoquer la défaillance du pipeline ou d'autres composants, ce qui a des effets négatifs sur l'environnement, ou affecter l'emprise et causer des problèmes environnementaux.

Les promoteurs ont indiqué que les principaux géorisques pour le projet sont bien connus en raison des études et projets menés antérieurement dans la vallée du Mackenzie. Ils jugeaient que pour le traitement initial des géorisques, il n'était pas nécessaire d'avoir des renseignements détaillés pour situer ou quantifier les risques associés à chaque occurrence d'un géorisque précis. Au cours de l'étude de définition et de la conception préliminaire, ils ont adopté une approche relative au choix du tracé qui consistait à éviter les terrains potentiellement problématiques et les pentes instables. Les promoteurs ont souligné qu'ils avaient utilisé des scénarios crédibles de la pire éventualité pour élaborer des estimations prudentes des effets des géorisques sur les pipelines, la tranchée ou l'emprise. À partir de ces estimations, ils ont élaboré un concept de pipeline qui était relativement insensible aux conditions de sol le long du tracé, réduisant ainsi le besoin de données précises et très détaillées (par exemple, l'épaisseur de la paroi des tubes sur les portions terrestres du tracé est essentiellement partout la même). Les promoteurs ont conçu une trousse d'outils de surveillance et d'atténuation pour traiter les géorisques pendant la construction et l'exploitation.

Les promoteurs ont déclaré qu'il serait bon d'adopter une approche plus structurée de l'évaluation des géorisques à l'étape de la conception détaillée, notamment pour organiser systématiquement les renseignements accessibles sur les géorisques, vérifier les hypothèses de conception préliminaire et recueillir de l'information sur la distribution et les effets potentiels des divers géorisques, individuels et combinés, qui sont présents le long du tracé.

Les promoteurs envisagent une démarche en trois étapes, comprenant : l'inventaire et l'évaluation des géorisques grâce à la cartographie du terrain et à la technologie LiDAR; la réalisation d'un programme géotechnique sur le terrain et d'une étude de conception technique pour élaborer une stratégie d'atténuation; la surveillance de la construction et de l'exploitation, consistant d'abord à vérifier les conditions prévues pendant le creusement de la tranchée puis à surveiller les pipelines (au moyen d'inspections internes) et l'emprise.

Pour évaluer l'action individuelle ou conjuguée des géorisques, les promoteurs comptent utiliser une démarche fondée sur un indice

semi-quantitatif afin de classer le degré de susceptibilité à des géorisques individuels le long du tracé. Suivant cette démarche, les valeurs et les classements attribués à chaque géorisque reposeraient sur un jugement expert. De plus, pour faciliter l'évaluation de géorisques pouvant exercer une action conjuguée, le tracé serait segmenté en fonction de l'étendue de chaque géorisque particulier.

Au cours de l'évaluation des géorisques, les promoteurs ne tiendraient compte que des géorisques survenant dans le corridor pipelinier qui peuvent affecter directement les tubes, la tranchée ou l'emprise. Ils ont qualifié ces derniers de « géorisques ayant une probabilité crédible ». Les promoteurs ont relevé 31 géorisques pouvant découler des facteurs suivants :

- le gel d'un sol non gelé;
- le dégel d'un terrain pergélisolé;
- des glissements de terrain ayant un impact sur l'emprise;
- la tectonique/sismicité;
- l'hydraulique des cours d'eau causant la mise à découvert du tube;
- l'érosion;
- les problèmes géochimiques tels que la présence de roche acidifère;
- des problèmes liés à la structure du sol, tels que la présence de grosses roches susceptibles d'endommager le pipeline.

Les promoteurs sont d'avis que ces géorisques, d'origine naturelle ou engendrés par le projet, pourraient ajouter aux charges qui s'exercent sur le pipeline et en menacer l'intégrité, avoir un effet sur le pipeline ou la tranchée qui occasionne un problème d'exploitation ou encore affecter l'emprise de manière à créer un enjeu environnemental.

D'après le dossier

Équipements de l'installation de la région d'Inuvik, des stations de compression et de la station de chauffage

L'installation de la région d'Inuvik comprendrait ce qui suit :

- un récupérateur de bouchons liquides;
- un appareil de stabilisation des liquides;
- des installations de pompage et de stockage;
- des appareils de traitement du gaz résiduaire et de compression;
- des appareils de refroidissement au propane;
- des systèmes de sécurité et de commande;
- des systèmes auxiliaires.

L'équipement de traitement et de stockage des liquides comprendrait les éléments suivants :

- un stabilisateur et des appareils connexes;
- des échangeurs de chaleur;
- des refroidisseurs aériens;
- des pompes;
- des réservoirs de stockage;
- un appareil sous pression.

À l'installation de la région d'Inuvik, les réservoirs de stockage de liquides seraient protégés au moyen d'un système d'extinction à mousse et le parc de réservoirs serait conçu en conformité avec les exigences du Guide G-55 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta. Les réservoirs seraient aménagés dans une aire de confinement à membrane imperméable, entourée d'une berme.

Les trois stations de compression en aval seraient toutes équipées des mêmes appareils, notamment :

- de la tuyauterie et des composants de pipeline, tels que les vannes de sectionnement de canalisation principale équipées;
- des sas de départ et d'arrivée des racleurs;
- un épurateur au point d'admission;
- un ensemble turbine à gaz-compresseur;
- des refroidisseurs aériens;
- des échangeurs de chaleur gaz-gaz;
- un système de distribution de gaz;
- un système d'alimentation en gaz combustible;
- l'équipement électrique de la station;
- l'équipement de commande et de communication;
- le matériel de sécurité.

Le compresseur centrifuge de chaque station de compression serait entraîné par une turbine à gaz d'une puissance de 15 MW (ISO) alimentée par du gaz naturel provenant du pipeline. Les turbines à gaz seraient des unités à chambre de combustion sèche produisant de faibles émissions d'oxydes d'azote, qui sont couramment disponibles dans le commerce. Les motocompresseurs seraient fabriqués conformément à la norme 617 de l'API.

L'équipement de la station de chauffage comprendrait ce qui suit :

- des réchauffeurs de conduites;
- des appareils de comptage et d'alimentation en gaz combustible;
- des réservoirs de stockage de glycol;
- l'équipement électrique;
- l'équipement de commande et de communication;
- le matériel de sécurité.

Comme nous l'avons indiqué ci-dessus, la tuyauterie de la station de chauffage serait conforme à la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation. Toutefois, les réchauffeurs de conduites seraient conçus et fabriqués suivant le Boiler and Pressure Vessel Code (code relatif aux chaudières et appareils sous pression), Section VIII, Division 1, de l'American Society of Mechanical Engineers, tel que l'autorise la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation.

Les promoteurs ont constitué une équipe consultative supérieure formée de quatre experts externes bien rompus aux questions d'ingénierie et à la conception de pipelines dans l'environnement du Nord afin qu'elle évalue la démarche proposée et la modifie en fonction des commentaires reçus. Au cours d'un atelier tenu à Calgary les 10 et 11 juillet 2006, les promoteurs, l'équipe consultative supérieure et des membres du personnel d'Affaires indiennes et du Nord Canada et de Ressources naturelles Canada se sont rencontrés et ont discuté de la méthode d'évaluation semi-quantitative des géorisques que les promoteurs avaient choisie comme démarche. À la suite de l'atelier de juillet, les promoteurs ont défini quatre géorisques de plus. Les résultats des ateliers ont été présentés au cours de l'audience devant l'Office.

Affaires indiennes et du Nord Canada a soutenu que le succès de toute évaluation des géorisques dépend de la qualité de la base de données et a salué les efforts que les promoteurs avaient déployés pour organiser les données existantes et se préparer à incorporer les données qu'ils s'attendaient à recueillir dans un système d'information géographique. Le ministère trouvait que la liste des géorisques était suffisante pour l'étape préliminaire de l'évaluation et que les travaux des promoteurs pourraient bénéficier de l'apport plus large de géoscientifiques ayant une expérience de la cartographie dans le Nord. Le ministère a indiqué qu'il n'avait pas été possible d'évaluer pleinement la méthode des promoteurs à la rencontre de juillet parce que les renseignements présentés se situaient principalement au plan conceptuel. Il a souligné que la démarche d'évaluation présentée était structurée convenablement et conforme à d'autres méthodes semi-quantitatives décrites dans la documentation du domaine, mais qu'elle soulève des difficultés importantes, à son avis. Il a fait valoir qu'une méthode semi-quantitative, comme celle que les promoteurs avaient adoptée, « pouvait aisément s'écarter d'une bonne démarche scientifique malgré les meilleures intentions de ceux qui l'appliquent » et que les scores des géorisques individuels, dégagés de la méthode des promoteurs, pourraient difficilement être comparés et additionnés pour les intégrer dans une évaluation des risques.

Les promoteurs estiment que leur méthode d'évaluation fondée sur un indice semi-quantitatif permet de définir les géorisques et de les classer en fonction du degré de susceptibilité (élevé, moyen, faible, très faible ou négligeable) d'éléments précis d'un pipeline. Ils ont déclaré que la distribution spatiale et le tri des géorisques individuels et combinés selon le degré de susceptibilité fournissent des renseignements assez détaillés pour guider les décisions de conception, les travaux sur le terrain, la conduite d'analyses et d'essais techniques spécialisés, la surveillance de l'exploitation, ainsi que le maintien de mesures d'atténuation pendant l'exploitation. Ils ont qualifié leur démarche d'adaptable et bien accordée à l'abondance de données régionales accessibles au projet. Ils ont souligné, en outre, qu'au fur et à mesure de l'avancement du projet, ils pourraient intégrer à leur démarche plus de renseignements propres à chaque site.

Les promoteurs ont affirmé qu'il n'était pas nécessaire ni significatif d'évaluer quantitativement tous les géorisques à l'étape de la conception préliminaire, comme ils ne disposaient pas des renseignements propres aux sites qui sont requis pour formuler un jugement technique sur les probabilités, tel que le suppose une démarche quantitative. Ils ont indiqué que pendant l'exploitation, une approche quantitative ou probabilistique de l'évaluation des géorisques en fonction de chaque site pourrait peut-être convenir pour les décisions concernant la gestion de l'intégrité à des endroits précis.

Affaires indiennes et du Nord Canada a laissé entendre que l'évaluation des géorisques devrait prendre la forme d'une évaluation quantitative effectuée segment par segment, et qu'une évaluation des géorisques qui examine chaque segment du tracé du pipeline serait l'approche préférable. Selon lui, les segments devraient être de petite dimension. Le ministère a soutenu que l'évaluation devrait inclure au moins un classement relatif des risques et des analyses des géorisques ayant une action conjuguée, le cas échéant. Il jugeait que l'Office devrait envisager d'établir une condition qui explicite les géorisques et les combinaisons particulières de géorisques que les promoteurs seraient tenus d'analyser.

Opinion de l'Office

Nous remarquons qu'il y avait consensus général sur le fait qu'une évaluation des géorisques associés au projet serait avantageuse car elle fournirait des renseignements utiles pour la conception détaillée et la mise en œuvre de mesures d'atténuation des géorisques pendant la construction. Là où on ne s'entendait pas était la question de savoir si la démarche semi-quantitative décrite par les promoteurs était adéquate ou s'il fallait plutôt adopter l'approche quantitative que prônait Affaires indiennes et du Nord Canada. L'application des deux démarches exige une grande expertise.

Nous croyons que l'évaluation semi-quantitative des géorisques, telle que décrite par les promoteurs, constitue un outil convenable pour la conception détaillée du projet. Par conséquent, nous n'exigerons pas que les promoteurs se livrent à une évaluation quantitative des géorisques. Suivant la condition 45, ceux-ci doivent déposer une évaluation des géorisques pour le projet avant le début de la pose des canalisations. Leur rapport doit :

- détailler leur méthode d'évaluation des géorisques et relever les géorisques individuels et combinés définis le long du tracé;
- exposer les mesures précises qui seront mises en œuvre pour atténuer l'effet des géorisques individuels et combinés;
- exposer les critères de décision qui régiront la mise en œuvre de mesures d'atténuation des géorisques cernés pendant la construction;
- exposer quelles doivent être les qualifications du personnel appelé à prendre les décisions de conception et de mise en œuvre;
- exposer les exigences relatives à la surveillance continue des géorisques définis aux étapes de la conception détaillée et de la construction.

6.4.3 Températures d'exploitation des pipelines

La température d'exploitation d'un pipeline est une considération importante sur le plan de la conception en raison de l'échange de chaleur qui se produit entre le pipeline et le sol ambiant. L'écart de température entre le pipeline et le sol ambiant peut altérer la température du sol autour du pipeline ainsi que l'échange de chaleur entre le sol ambiant et l'atmosphère (le régime thermique). Dans des régions pergélisolées, les propriétés structurales et physiographiques du sol dépendent du régime thermique. Une variation de la température du sol pourrait causer la formation de bulbes de gel ou de dégel le long du pipeline, ou encore une modification de la profondeur de la couche active ou du moment où surviennent les cycles de gel-dégel de la couche active; de tels changements créent des charges sur le pipeline qui, dans certains cas, peuvent entraîner la déformation du tube.

Réseau de collecte Mackenzie – Conduites de collecte amont

Les promoteurs ont déclaré que les conduites de collecte au nord de l'installation de la région d'Inuvik seraient exploitées à de basses températures parce qu'elles se trouveraient dans une zone de pergélisol continu. Ces conduites seraient exposées au soulèvement dû au gel aux endroits où des poches de terrain non gelées, appelées des taliks, sont présentes. Les promoteurs ont indiqué que des mesures d'atténuation seraient incorporées dans la conception des conduites, selon les besoins propres à chaque site, pour limiter la demande de déformation exercée sur les conduites à moins de 0,5 % et permettre d'utiliser des tubes pour canalisations de type courant qui répondent aux exigences de la norme Z245.1 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée *Tubes en acier.*

Réseau de collecte Mackenzie – Pipeline de liquides de gaz naturel

La température d'un pipeline de liquides est affectée par le débit massique et le transfert de chaleur entre le tube et le sol. Les promoteurs ont déterminé qu'en raison du faible débit massique du pipeline de liquides de gaz naturel, la température du tube serait proche de celle du sol sur toute la longueur du pipeline. La conception ferait en sorte que les liquides de gaz naturel sortant de l'installation de la région d'Inuvik aient une température d'admission constante de -1 °C à leur entrée dans le pipeline de liquides de gaz naturel. Les promoteurs ont affirmé que leurs lignes directrices concernant la température d'exploitation s'appuient sur le critère selon lequel la température annuelle moyenne du pipeline ne doit pas accroître le dégel à long terme du sol le long de l'emprise plus que ne le ferait le simple déboisement du terrain sans l'exploitation d'un pipeline.

Pipeline de la vallée du Mackenzie

Les promoteurs ont affirmé qu'ils entendent limiter la température de refoulement des stations de compression de telle sorte que la température du pipeline n'ait pas un effet plus grand du point de vue du dégel à long terme du pergélisol que le simple déboisement de l'emprise. Dans les zones de pergélisol continu, ils ont choisi une température de refoulement annuelle moyenne de -1 °C. La figure 6-6 montre les profils de température attendus à divers moments de l'année pour la configuration à une seule station de

Le saviez-vous?

L'effet de Joule-Thompson

À mesure que le gaz naturel circule vers l'extrémité aval du pipeline, il se produit une perte d'énergie, causée principalement par la friction, qui peut entraîner une chute de la pression. Lorsque la pression baisse, le gaz se dilate et la température du gaz diminue. Cette baisse de température s'appelle le refroidissement Joule-Thompson.

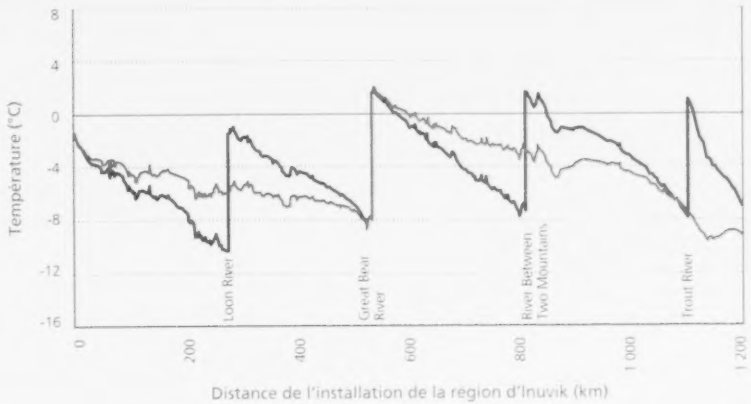
compression et celle comportant trois stations de compression et une station de chauffage.

Dans la mise à jour de leur preuve en date de mai 2007, les promoteurs ont indiqué que le pipeline de la vallée du Mackenzie, à sa mise en service, serait exploité avec une seule station de compression, Great Bear River, située entre l'installation de la région d'Inuvik et la limite de l'Alberta. Le pipeline pourrait atteindre sa pleine capacité plus tard grâce à l'exploitation de 14 stations de compression. La figure 6-7 illustre les différents profils de température du pipeline de la vallée du Mackenzie selon diverses configurations de compresseurs. La variation du profil de température en fonction de l'ajout de stations de compression est un facteur dont doit tenir compte la conception globale du pipeline. À des endroits où elles seraient bien en dessous de zéro au début de l'exploitation, les températures moyennes du pipeline pourraient grimper au-dessus de zéro dans le scénario de pleine capacité. À titre d'illustration, près du kilomètre 400, la température moyenne annuelle serait d'environ -6 °C avec une seule station en exploitation, mais passerait à 2 °C lorsque 14 stations sont en exploitation.

Les promoteurs ont déclaré que pour contrôler les effets de la variation de la température du sol sur le pipeline, ils utiliseraient des thermistances pour surveiller les températures du sol et surveilleraient les contraintes exercées sur le pipeline au moyen d'outils d'inspection interne à haute résolution (tels que le Geopig[MC]). Ils ont traité de plusieurs mesures d'atténuation susceptibles de contrer la déformation thermique du pipeline, dont l'utilisation de tubes à paroi épaisse et de thermosiphons, l'isolation des conduites et la réduction de l'épaisseur

Figure 6-6

Profils de température pour les configurations à une et trois stations de compression



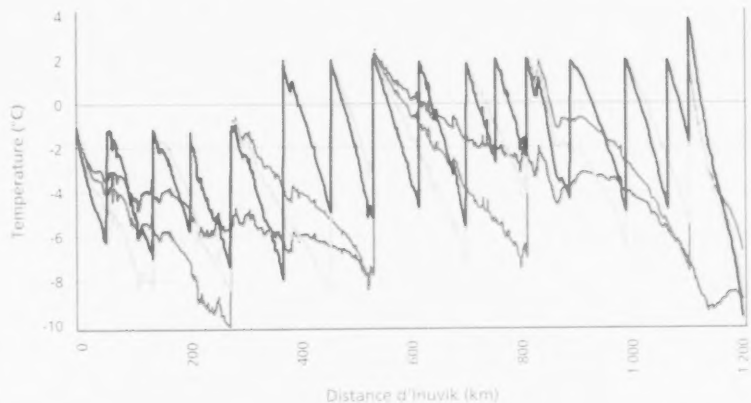
Moyennes annuelles des températures d'exploitation du pipeline

— 1 station de compression

— 3 stations de compression et station de chauffage Trout River

Figure 6-7

Profils de température de diverses configurations de compresseurs



Moyennes annuelles des températures d'exploitation du pipeline

— 1 station de compression sans station de chauffage

— 3 stations de compression

— 7 stations de compression

— 14 stations de compression

de la couverture au-dessus du pipeline, ainsi que l'emploi de sols non sensibles au gel pour remblayer la tranchée aux endroits où le risque de soulèvement dû au gel et de tassement dû au dégel est élevé.

Opinion de l'Office

Les températures d'exploitation du gazoduc varient sensiblement selon la configuration du réseau. Nous croyons que l'approche des promoteurs consistant à élaborer un concept de pipeline qui est relativement insensible aux conditions de sol préexistantes est un choix prudent. Néanmoins, nous avons ajouté des exigences aux conditions 46, 48 et 51 pour mieux évaluer l'incidence possible de variations des températures d'exploitation des canalisations attribuables à l'accroissement du nombre de stations de compression. La surveillance de la déformation sera de première importance pour maintenir l'intégrité du pipeline. Les conditions touchant les activités de surveillance sont examinées à la section 6.6.

6.4.4 Matériaux des pipelines

Comme nous l'avons vu à la section 6.3, l'approche que les promoteurs ont adoptée à l'égard de la conception des pipelines inclut une méthode de conception axée sur la déformation pour tenir compte des charges secondaires telles que les mouvements du sol. Par la suite, leur approche consisterait à exercer une surveillance tout au long de l'exploitation pour repérer les endroits où il y a accumulation de charges et à intervenir au besoin pour assurer la réparation ou l'entretien des tubes à ces endroits. Les matériaux choisis pour le projet doivent convenir à une conception axée sur la déformation et à l'exploitation à haute pression dans un environnement offrant un accès saisonnier limité pour effectuer des réparations et de l'entretien sur le pipeline. De plus, les matériaux doivent pouvoir résister à des températures froides durant la construction et à des charges externes qui peuvent s'avérer importantes.

Les tubes pour canalisations, les composants et le revêtement extérieur appliqué en usine seraient conçus et fabriqués conformément aux exigences de la série des normes Z245 de l'Association canadienne de normalisation. Le tableau 6-4 résume les caractéristiques techniques des tubes pour canalisations. Des fournisseurs qualifiés seraient choisis pour qu'ils fabriquent les tubes et y appliquent un revêtement extérieur en se conformant aux normes Z245.1 et Z245.20 / Z245.21 de l'Association canadienne de normalisation, ainsi qu'aux exigences techniques et au programme de spécification et d'assurance de la qualité des promoteurs.

Tableau 6-4

Exigences techniques relatives aux tubes pour canalisations

Paramètre	Exigences de fabrication
Matériau du tube	Acier faiblement allié à bas carbone et à haute résistance
Nuance d'acier	550 (X80)
Tôle pour tubes	Laminage thermomécanique
Soudures	Soudures doubles à l'arc submergé longitudinales ou hélicoïdales
Résilience	160 joules

Les promoteurs ont effectué une analyse des mécanismes d'arrêt des ruptures ductiles à l'aide de la méthode de Battelle et réalisé un essai d'éclatement pleine échelle. Sur la foi des résultats de l'analyse et de l'essai de vérification, ils spécifieraient une résistance à l'effet d'entaille de 160 joules pour doter le pipeline de la vallée du Mackenzie d'une résistance positive aux ruptures ductiles.

La fabrication des composants des pipelines, tels que vannes, brides et raccords, et le cintrage des courbes par induction doivent répondre aux exigences des normes Z245.15, Z245.11 et Z245.12 de l'Association canadienne de normalisation, ainsi qu'à celles du programme de spécification et d'assurance de la qualité des promoteurs. Les composants doivent être faits d'acier de catégorie II, nuance 483 (X70), PN250, pour fournir la résistance et la résilience nécessaires à un fonctionnement fiable dans l'environnement du Nord.

Opinion de l'Office

Les devis de conception exigeront que les propriétés des matériaux répondent aux exigences propres à l'exploitation dans des conditions de haute pression et de basses températures et sous la contrainte de charges secondaires, telles que les mouvements du sol. Nous croyons que les techniques actuelles de fabrication des tubes permettront aux promoteurs de choisir des matériaux de tube appropriés et de les éprouver pour s'assurer qu'ils respectent les devis de conception. Les promoteurs ont fait savoir qu'ils appliqueront un processus de contrôle et d'assurance de la qualité pour garantir que es matériaux des tubes soient choisis, fabriqués, éprouvés, transportés et installés de manière à toujours respecter les devis de conception. La condition 18 exige que les promoteurs présentent les spécifications pertinentes, les programmes d'assemblage en usine et les programmes d'assurance de la qualité, afin de faciliter les vérifications

effectuées par l'Office. La condition 58 prescrit le dépôt de rapports sommaires qui exposent les cas de non-conformité aux devis de conception et de construction et aux spécifications des matériaux, ainsi que les mesures prises pour y remédier.

6.4.5 Assemblage – Soudage et examen non destructif

Les sections de tube sont fabriquées en usine par un procédé de soudage longitudinal ou de soudage en spirale. Elles sont ensuite jointes, à la tuberie ou sur le chantier, en effectuant une soudure circonférentielle le long du joint circulaire. Les procédés de soudage, qu'ils soient réalisés en usine ou sur le chantier, revêtent une importance critique sur le plan de l'intégrité du pipeline. Pour en contrôler la qualité, les soudures sont éprouvées au moyen de méthodes d'examen non destructif.

Les promoteurs ont indiqué que la construction des canalisations du projet reposerait sur l'utilisation combinée des deux méthodes de conception, axées sur les contraintes et sur la déformation, tandis que celle des stations et des installations serait inspirée uniquement de la méthode de conception classique axée sur les contraintes. Les composantes décrites des programmes de soudage et d'examen non destructif font partie d'un programme d'assemblage global. L'obtention de la qualité de soudures requise dépend de la bonne mise en œuvre d'un programme d'assemblage efficace.

Soudage

Une conception axée sur la déformation nécessite un plus haut degré de qualité des soudures et impose des exigences plus rigoureuses du point de vue des propriétés mécaniques que dans le cas d'une conception axée sur les contraintes. L'intégrité et la capacité de résistance à la déformation de la soudure comme telle et de la zone adjacente, appelée la zone affectée par le chauffage, sont de première importance. Outre les éventuels défauts introduits au cours du processus de soudage, la chaleur de soudage peut altérer la microstructure du métal de base contigu à la soudure dans la zone affectée par le chauffage. Ceci peut affecter la résistance et la ductibilité du métal de base initial. Par conséquent, le procédé de soudage doit permettre de réduire au minimum le risque d'introduction de défauts et garantir que toute modification des propriétés des matériaux de base demeure dans les limites des paramètres de conception. La conception de le procédé de soudage doit tenir compte non seulement des défauts éventuels et des exigences relatives aux propriétés mécaniques, mais aussi du besoin d'atteindre une productivité acceptable sur le plan de la construction dans l'environnement difficile du Nord. Il est indispensable de vérifier qu'un procédé de soudage peut produire les résultats prévus et souhaités lorsque le projet fait appel à des méthodes de conception non classiques ou à des techniques d'assemblage d'avant-garde.

Les promoteurs ont défini des exigences cadre concernant la qualification des soudures qu'ils utiliseraient pour élaborer les spécifications définitives du procédé de soudage pour les joints circonférentiels. Ils ont affirmé que les spécifications de toutes les procédés de soudage répondraient aux exigences de la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, ainsi qu'à toute exigence additionnelle propre au projet.

La stratégie de développement des procédés de soudage adoptée par les promoteurs vise à garantir que les propriétés des soudures répondent aux exigences critiques d'une conception axée sur la déformation. Ces procédés de soudage traitent des éléments suivants :

- l'*overmatch*, ou dépassement de la limite d'élasticité du métal de base;
- le choix des matières consommables appropriées;
- le soudage en chanfrein;
- le choix du procédé de soudage approprié.

Les promoteurs ont indiqué que toutes les soudures circonférentielles réalisées en usine ou sur le chantier devraient répondre aux mêmes critères de performance des soudures, selon leur

Le saviez-vous?

Définitions

Arrêt de rupture ductile – capacité d'un tube, ayant subi une défaillance ductile, à résister à la propagation des fissures ou à l'arrêter.

Essai d'éclatement pleine échelle – épreuve effectuée sur des sections de tube pour valider les modèles de comportement des matériaux, comme la propagation des fissures.

Résistance à l'effet d'entaille – capacité de l'acier d'un tube à résister à l'amorçage et à la propagation des fissures.

Soudage à l'arc – procédé de soudage dans lequel un courant électrique est utilisé pour créer un arc entre une électrode fusible et le métal de base provoquant la fusion des parties en contact.

Soudure circonférentielle – soudure de contour effectuée pour joindre deux tubes.

Soudure double hélicoïdale à l'arc submergé – procédé de soudage consistant à joindre les pièces d'un tube en spirale. Le tube est constitué de spires de métal enroulées en hélice pour former un cylindre.

Soudure longitudinale – soudure servant à joindre les pièces de tubes en forme de « U » et de « O ». Les tubes sont faits de spires de métal ou de morceaux de tôle enroulés et fermés par un joint pour former un cylindre.

Tôle pour tubes – morceau ou bande de métal ayant une épaisseur et une largeur spécifiées, qui est produit au cours du processus de fabrication des tubes.

utilisation prévue dans une conception axée sur les contraintes ou sur la déformation. Les critères de performance définis visent notamment les propriétés mécaniques et les tailles maximums admissibles des défauts. Ils ont souligné, de plus, que la valeur cible de dépassement de la limite d'élasticité du métal de base, c'est-à-dire de l'*overmatch*, est 5 %.

Les promoteurs ont fait savoir qu'ils combineraient les deux méthodes de conception, axées sur les contraintes et sur la déformation, dans toutes les applications liées aux pipelines du projet gazier Mackenzie et qu'ils auraient recours à une conception axée sur les contraintes pour la construction de l'installation de la région d'Inuvik, des stations de compression et des autres installations. Les exigences relatives à la qualité des soudures que supposent ces deux approches de conception sont différentes parce que les régimes de charge et d'exploitation diffèrent. Les promoteurs ont fait valoir que les critères d'acceptation des défauts que propose la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation sont très prudents et qu'il ne serait pas pratique de les appliquer à des tubes ayant une conception axée sur la déformation à cause du coût élevé associé à la réparation de défauts dont la capacité de résistance aux contraintes et aux déformations peut excéder les exigences du régime de charge prévu. La norme Z662 offre la possibilité d'utiliser les principes de la mécanique de la rupture pour concevoir des critères d'acceptation de rechange. Par conséquent, les promoteurs ont mis au point un programme d'essais sur plaques larges incurvées (*curved wide plate*) pour effectuer des essais de tension à grande échelle. Ces essais visaient à déterminer les tailles de défauts critiques pour les divers diamètres de tube proposés ainsi qu'à vérifier les estimations préliminaires de la capacité de déformation due à la traction dans les soudures pratiquées.

Dans le cadre du programme d'essais sur plaques larges incurvées, 60 essais ont été réalisés sur des tubes à soudage longitudinal et des tubes soudés en spirale qui avaient été soumis à un traitement à la chaleur simulant l'application d'un revêtement pour représenter les conditions de vieillissement dû à la chaleur. Les promoteurs ont indiqué qu'ils pourraient envisager d'effectuer d'autres essais sur plaques larges incurvées à l'étape de la conception détaillée afin de parfaire la conception et de trouver des moyens éventuels de réduire les coûts de construction. Les essais de suivi pourraient inclure la confirmation de la capacité de déformation et de la taille des défauts critiques associées à un procédé de soudage donnée. De plus, les promoteurs songeraient à effectuer des essais supplémentaires portant sur les défauts cachés, ou l'interaction de défauts, pour déterminer si les critères de défauts admissibles pourraient être élargis afin d'inclure les soudures réalisées sur le chantier.

Les promoteurs ont indiqué qu'ils essaient de mettre à profit de nouvelles technologies ou des initiatives de développement de procédés auxquelles ils participent. Les améliorations aux procédés de soudage qu'ils envisagent pour le projet, comme le procédé de soudage à l'arc double torche ou le soudage tandem à une torche (deux fils), pourraient permettre aux promoteurs de réaliser des gains d'efficience pendant la production du pipeline et d'effectuer un plus grand nombre de soudures de qualité supérieure, en moins de temps.

Le saviez-vous?

Essais sur les soudures

Depuis le début des années 1980, des travaux d'essai et d'analyse considérables ont été réalisés pour déterminer la capacité de déformation due à la traction des tubes et des soudures circonférentielles. Les risques de déformation potentiellement élevés associés à la pose et à l'exploitation de conduites en mer étaient à l'origine de ces travaux. Il fallait trouver un moyen fiable d'analyser la capacité de déformation des soudures d'un pipeline et de la zone contiguë affectée par le chauffage parce que les méthodes classiques de la mécanique de la rupture n'avaient pas été validées entièrement en présence de demandes de déformation élevées.

Les propriétés mécaniques requises pour obtenir une grande capacité de déformation due à la traction dans les soudures circonférentielles de pipelines sont notamment : le dépassement de la limite d'élasticité du métal de base (overmatch) – ou le métal d'apport présente des propriétés de résistance supérieures à celles du métal de base, le ratio limite d'élasticité-résistance à la traction et l'allongement uniforme du métal du tube et du métal d'apport, ainsi qu'une résistance suffisante de la zone affectée par le chauffage et du métal d'apport. À l'heure actuelle, les essais empiriques, notamment des essais sur plaques larges incurvées, constituent la seule méthode qui permette d'obtenir ces propriétés avec précision. L'essai sur plaques larges incurvées (qui est un essai de traction à grande échelle réalisé sur un morceau de tube pouvant contenir une soudure circonférentielle) a été utilisé par l'industrie pipelinière, autant pour les applications terrestres que celles en mer, parce qu'il permet de mieux représenter le comportement réel du tube dans des conditions de déformation, par comparaison à l'essai de traction dans le sens du travers.

Examen non destructif

Une fois qu'on a défini des procédés de soudage et des critères d'acceptation de défauts qui répondent aux exigences de conception, la prochaine étape consiste à choisir une méthode fiable permettant de déceler et de caractériser pleinement tout défaut présent. La méthode d'inspection des soudures doit permettre d'examiner la soudure finie de façon non destructive pour déterminer si l'intégrité de la soudure répond aux critères d'acceptation des défauts spécifiés. La technique d'examen non destructif choisie doit se révéler capable de caractériser correctement des défauts éventuels du point de vue de la hauteur verticale, de la profondeur et de l'emplacement circonférentiel.

Une solide connaissance des types de défauts possibles associés au procédé de soudage, ainsi que de leurs taille, emplacement et orientation prévus, est nécessaire pour choisir la technique d'examen non destructif appropriée et en prouver l'efficacité. De plus, il faut aussi connaître les caractéristiques des défauts de soudure éventuels lorsqu'on élabore les procédures d'examen non destructif et les contrôles de qualité connexes.

Pour aider à la préparation d'un programme d'assemblage, les promoteurs ont conçu une stratégie cadre d'examen non destructif pour l'inspection des quelques 80 000 soudures estimées de contour (circonférentielles) et d'installations. La stratégie a pour but principal de repérer les défauts dans le métal d'apport qui pourraient réduire la résistance du joint soudé dans les conditions de charge envisagées.

Les promoteurs projettent d'adopter une méthode de discrimination zonale pour déterminer les tailles des défauts, laquelle utiliserait des sondes dirigées ou des techniques de balayage électronique. Avant d'amorcer la conception détaillée, ils exécuteraient un programme de qualification des fournisseurs et de vérification de leurs systèmes d'essais par ultrasons automatisés, notamment en ce qui touche la taille des défauts, afin de juger de l'exactitude de ces systèmes dans des conditions de climat froid.

La conception axée sur les contraintes sous-tendant la construction des stations et autres installations utiliserait les critères d'acceptation des défauts mentionnés dans la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation ou la série de normes B31.3 de l'American Society of Mechanical Engineers, selon le cas. Par ailleurs, les promoteurs ont confirmé qu'ils se conformeraient aux exigences du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, lequel prescrit que toutes les soudures doivent être inspectées intégralement grâce à des méthodes d'examen non destructif. Ils ont indiqué, toutefois, qu'ils avaient l'intention de demander une exemption aux exigences du *Règlement* pour ce qui concerne l'examen non destructif des soudures des systèmes auxiliaires du pipeline de la vallée du Mackenzie.

Les promoteurs prévoient élaborer un système global de gestion des données, conçu expressément pour le projet gazier Mackenzie, qui servirait à gérer la masse de données relatives aux plus de 80 000 soudures des pipelines. À l'étape de la conception détaillée, un système de gestion des matériaux et des soudures serait conçu afin de garantir que chaque soudure soit désignée de façon unique et puisse être suivie à toutes les étapes de la construction et pendant toute l'exploitation du pipeline.

Opinion de l'Office

En raison de la méthode de conception axée sur la déformation que les promoteurs se proposent d'utiliser et des charges qui y sont associées, nous croyons que l'assemblage des tubes est un facteur de première importance pour respecter les spécifications de conception des matériaux. On sait que des zones localisées de faible ténacité à la rupture peuvent survenir dans un joint soudé ou la zone adjacente. Actuellement, la norme de fabrication des tubes n'oblige pas à effectuer des essais, tels que l'épreuve de résistance à la propagation de l'ouverture à la pointe de la fissure (*crack tip opening displacement*, CTOD), qui permettraient de repérer les zones présentant de telles propriétés. Or, la présence d'une faible ténacité à la rupture localisée peut compromettre l'intégrité de la soudure ou du métal de base adjacent lorsque le pipeline subit les déformations prévues par la conception axée sur la déformation à de faibles températures d'exploitation. Par conséquent, en plus de déterminer les valeurs minimales admissibles de CTOD pour les besoins des critères d'acceptation des défauts de rechange, nous estimons qu'il serait prudent de déterminer les valeurs CTOD pour le métal d'apport et la zone affectée par le chauffage dans les soudures circonférentielles, hélicoïdales et longitudinales réalisées en usine. Ainsi, la condition 17 exige que les promoteurs exécutent des essais pour évaluer la susceptibilité des soudures à une faible ténacité à la rupture localisée.

Conformément au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, les promoteurs doivent déposer un programme d'assemblage auprès

l'Office avant d'effectuer les essais de qualification du mode opératoire de soudage visant les soudures circonférentielles de production, de raccordement et de réparation réalisées sur le chantier (pipelines) et avant le soudage des installations liées au projet. De plus, ils leur faut déposer les registres de qualification des procédures d'examen non destructif peu après l'achèvement des essais de qualification. Ces exigences sont précisées aux conditions 52, 53 et 54.

6.4.6 Conception parasismique

Affaires indiennes et du Nord Canada a fait valoir que des séismes, s'il s'en produisait, pourraient engendrer des charges environnementales considérables sur les pipelines et causer des déformations. Il a été recommandé que les promoteurs devraient établir à la satisfaction de l'Office que la conception des pipelines et des installations connexes tient compte des risques liés aux séismes. Les promoteurs ont soutenu que les tremblements de terres et autres géorisques associés à des phénomènes sismiques seraient pris en considération dans la conception finale et qu'il en serait traité au cours de la conception détaillée.

Le saviez-vous?

Définitions

Pente longitudinale – pente dont le sens d'inclinaison est généralement parallèle au pipeline

Pente transversale – pente dont le sens d'inclinaison est perpendiculaire au pipeline

Pression d'eau interstitielle – pression de l'eau souterraine dans le sol en un point donné

D'après le dossier

Angles de talus seuils

Les promoteurs définissent les angles seuils comme étant les valeurs d'angle en deçà desquelles une pente restera stable indépendamment des perturbations de la surface ou du dégel du pergélisol. Ils ont choisi la méthode de conception décrite parce qu'elle a été utilisée avec succès lors de la construction du pipeline entre Norman Wells et Zama.

6.4.7 Pentes

Si le sol bouge après qu'un pipeline y a été enfoui, comme dans le cas d'une pente instable, le déplacement peut soumettre le tube à des contraintes et des déformations, mettre le pipeline à découvert, endommager le revêtement ou, dans certains cas, causer une défaillance. Les promoteurs ont déclaré que l'intégrité structurelle des pipelines proposés serait telle que le mouvement du sol risquerait peu de causer une rupture ou une fuite. Ils ont soutenu que l'objectif sous-tendant la conception des pentes dans le cadre du projet consiste essentiellement à protéger l'environnement et, plus particulièrement, à protéger les cours d'eau contre l'infiltration de terre causée par des mouvements de pente ou par l'érosion du sol pendant la construction et l'exploitation du pipeline.

Les promoteurs ont indiqué que la vallée du Mackenzie est une région fort sujette aux mouvements du sol et que le tracé du pipeline traverserait un terrain qui est vulnérable aux mouvements de pentes et à d'autres risques géologiques. Le pergélisol a un effet très important sur la stabilité des pentes dans les régions du Nord. Le dégel du pergélisol provoque la fonte de la glace contenue dans le sol, ce qui fait augmenter la pression d'eau interstitielle jusqu'à ce que l'eau puisse drainer. Les promoteurs se proposent de gérer la pression interstitielle des talus de manière à prévenir que le dégel du pergélisol n'ait pour effet de réduire le coefficient de sécurité calculé de la pente en deçà d'une valeur prédéterminée et de rendre la pente instable.

Les pentes ont été classées en fonction de l'angle de talus et de l'orientation par rapport au pipeline. Selon les estimations des promoteurs, le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie traverseraient 372 et 822 pentes longitudinales, respectivement, et 64 kilomètres et 339 kilomètres de pentes transversales, respectivement. Les promoteurs ont déterminé que 246 pentes nécessitaient des mesures de stabilisation. Se fondant sur les résultats préliminaires de modélisations géothermiques et de la pression interstitielle, et d'études pédologiques, ils ont calculé des angles de talus seuils pour trois types de sols sensibles au gel et quatre régions géographiques. Les promoteurs prévoient actualiser les calculs des angles seuils au cours de la conception finale.

Conception des pentes

Dans les cas où l'angle de talus mesuré par l'équipement LiDAR dépasse l'angle seuil, les promoteurs proposent d'appliquer des techniques d'atténuation visant la stabilité des pentes. Voici les méthodes principales qu'ils envisagent pour accroître la stabilité des pentes et réduire le taux de dégel du pergélisol :

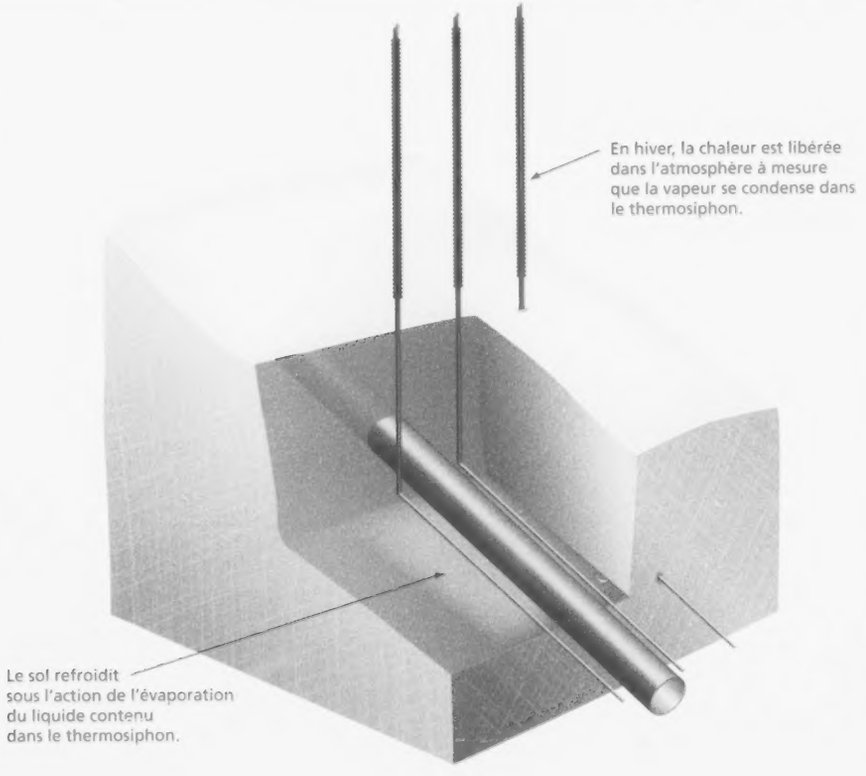
- isoler les canalisations;
- utiliser des systèmes de refroidissement passifs le long de l'emprise, tels que des thermosiphons;
- appliquer des mesures anti-érosion à la surface du sol;
- utiliser des matériaux isolants en surface.

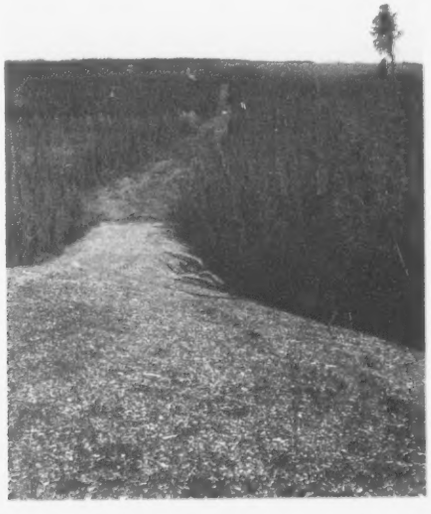
D'autres méthodes d'atténuation proposées au chapitre de la stabilité des pentes consistent à reprofiler les pentes pour en réduire l'angle ou à revêtir le pipeline d'une gaine réductrice de friction pour prévenir les dommages en cas de mouvements de talus. Au moment de l'audience, les promoteurs effectuaient des études pour déterminer le types de thermosiphons qui conviendraient, c'est-à-dire un système au dioxyde de carbone ou un système de réfrigérant à l'ammoniac, et les matériaux isolants pouvant s'utiliser en surface (par exemple, paille de lin, copeaux de bois, revêtement synthétique). (Voir la figure 6-8.) Ils ont présenté une analyse préliminaire des données recueillies au cours d'essais sur le terrain visant à éprouver des matériaux isolants de surface, laquelle indiquait que les bottes de paille fournissent la meilleure protection thermique de tous les matériaux testés, mais qu'elles sont susceptibles de perdre du volume et que des études complémentaires sont nécessaires pour évaluer si l'effet de contraction est important.

Les promoteurs ont déclaré que le risque associé à des événements qui peuvent se produire rapidement, comme des mouvements de pente, serait atténué grâce aux méthodes de conception et de construction, notamment en reconnaissant les mécanismes d'accumulation rapide de charges et en évitant les endroits où ils sont présents (modification du tracé ou forage directionnel) ou encore en stabilisant les sites au moyen de mesures d'atténuation secondaires, comme le reprofilage des pentes ou l'installation de thermosiphons. Les promoteurs ont expliqué que l'accumulation de forces de déformation engendrées par les mouvements du sol, sous l'effet du soulèvement dû au gel, du tassement dû au dégel et du fluage des sols, est un processus graduel qui peut être décelé avant que les valeurs seuils d'intervention liées à la déformation des pipelines ne soient atteintes. De plus, les promoteurs comptent installer des appareils de surveillance des pentes le long de l'emprise, y compris des piézomètres et des câbles

Figure 6-8

Thermosiphon (à gauche) et utilisation de copeaux de bois comme matériau isolant en surface (à droite)





à thermistance. Des indicateurs de mouvement des pentes seraient installés aux endroits où la stabilité peut être une source de préoccupation, tels que les pentes riches en glace, celles qui montrent des traces de mouvements du sol, ou les endroits où des travaux d'excavation importants seraient effectués en pied de pente. Les promoteurs ont indiqué qu'ils n'envisageaient pas de concevoir des critères d'intervention pour des paramètres surveillés autres que ceux qui se rapportent aux déformations, tels que la profondeur de dégel ou le mouvement des pentes.

Pour tenir compte de la variation attendue des conditions du sol le long du tracé proposé, les promoteurs ont inclus dans leur méthode préliminaire de conception des pentes un manuel d'adaptation sur le chantier qui présente les solutions de conception envisagées en réponse à des changements prévisibles des conditions du sol par rapport à celles qui sont présumées dans la conception finale.

Affaires indiennes et du Nord Canada a passé en revue les documents préliminaires soumis par les promoteurs et formulé plusieurs recommandations, qui sont présentées à la section 6.4.8. Des représentants du ministère et les promoteurs ont assisté à une série de rencontres et d'ateliers techniques et se sont entendus sur une approche de conception à employer pour les pentes et les géorisques.

Affaires indiennes et du Nord Canada jugeait que les promoteurs devraient évaluer les effets de changements dans le régime thermique du sol qui résulteraient de l'ajout de stations de compression, dans le cas de certaines pentes choisies où de tels changements sont susceptibles de se produire. Le ministère a proposé également que les promoteurs dressent un inventaire de toutes les pentes qui surviennent le long du tracé en y incluant tout spécialement les pentes de moindre importance, plutôt que seulement celles qui appellent une conception propre au site. Le ministère a indiqué qu'il fallait plus de précisions sur les mesures correctives que les promoteurs mettraient en œuvre si les activités de surveillance révélaient que le coefficient de sécurité d'une pente est tombé en-deçà du coefficient de sécurité calculé. Affaires indiennes et du Nord Canada s'inquiétait de savoir à qui il reviendrait de faire cette détermination et quelles seraient la formation et l'expertise de ces personnes. Le ministère a laissé entendre qu'il faudrait que les capacités et compétences techniques de ceux qui feraient cette détermination répondent à des exigences bien précises et qu'il y aurait lieu de le préciser dans une condition.

Opinion de l'Office

À notre avis, la méthode de conception préliminaire que les promoteurs ont présentée à l'égard des pentes est satisfaisante. Nous remarquons, toutefois, que le rapport produit en preuve semble contenir un inventaire exhaustif des pentes situées le long du projet, lequel devra être révisé une fois que le tracé définitif aura été établi. Nous constatons aussi que les promoteurs ont proposé de préparer un manuel de modifications de chantier relatives aux pentes pour parer à la nécessité d'effectuer des changements pendant la construction. Nous sommes d'avis qu'il faudrait que l'Office approuve ce genre de manuel avant l'usage pour faire en sorte que des changements apportés suivant le manuel n'exigent pas de modifier des plans de conception finals déjà soumis. La préoccupation qu'Affaires indiennes et du Nord Canada a fait valoir à propos de l'effet de changements dans le régime thermique du sol entraînés

D'après le dossier

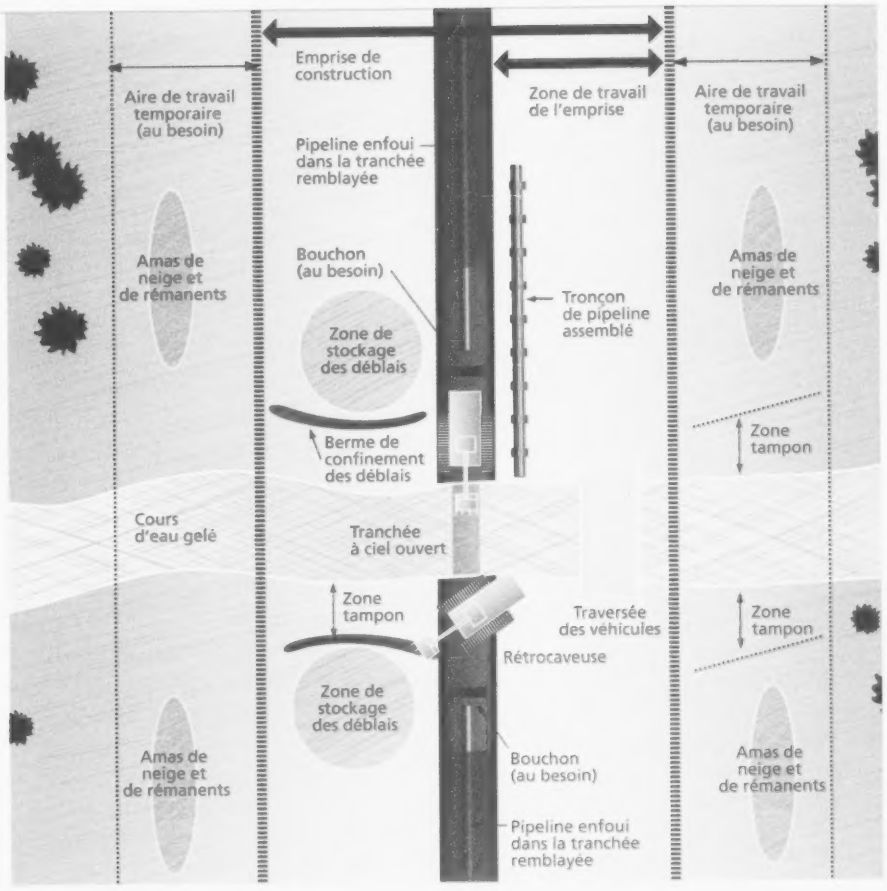
Thermosiphons

Les promoteurs ont déposé un rapport en date d'avril 2006, intitulé *Slope Design Methodology Report – Preliminary Engineering Design* (méthode de conception des pentes – conception préliminaire), qui décrivait l'emploi prévu de thermosiphons. Il s'agit d'appareils passifs (n'exigeant aucune source d'électricité) conçus pour extraire la chaleur du sol pendant l'hiver, lorsque la température de l'air est inférieure à celle du sol et à la température d'ébullition de l'agent d'échange thermique. Les thermosiphons que les promoteurs envisagent d'utiliser sont des circuits scellés contenant un agent de transfert de chaleur sous pression, soit du dioxyde de carbone ou de l'ammoniac. En hiver, la chaleur est aspirée du sol lorsque l'agent de transfert de chaleur atteint son point d'ébullition dans la partie enfouie du thermosiphon et que le gaz monte et se condense dans le radiateur situé à la surface du sol. Le processus d'échange thermique cesse durant l'été quand la température de l'air est plus chaude que celle du sol. Les promoteurs ont indiqué que les fabricants préfèrent actuellement le dioxyde de carbone en tant qu'agent de transfert de chaleur, mais que la possibilité d'employer de l'ammoniac n'a pas été éliminée complètement.

Les promoteurs ont souligné que l'ammoniac est l'agent de transfert de chaleur utilisé dans les 120 000 thermosiphons (appelés tuyaux thermiques) installés le long du pipeline d'Alyeska, qui transporte du pétrole brut depuis la baie Prudhoe, en Alaska. On a trouvé que l'ammoniac fournit le meilleur rendement thermique et a l'avantage d'avoir une pression de service moins élevée, ce qui permet d'utiliser des tubes à paroi plus mince dans les thermosiphons. Les promoteurs ont noté, toutefois, que les thermosiphons à l'ammoniac présentent des problèmes de fonctionnement causés par l'accumulation dans les tubes de gaz qui ne se condense pas et qu'Alyeska en est à convertir ses tubes au dioxyde de carbone. À l'étape de la conception préliminaire, les promoteurs n'avaient pas encore examiné les besoins liés à la protection des thermosiphons contre la corrosion, mais ils ont reconnu qu'une défaillance du confinement de l'agent de transfert de chaleur causée par la corrosion ne serait pas souhaitable.

Figure 6-9

Franchissement à ciel ouvert



par l'ajout de stations de compression est légitime à notre avis et les promoteurs devraient en tenir compte à l'étape de la conception finale pour s'assurer de pouvoir ajouter sans danger d'autres stations de compression à un moment ultérieur.

Nous croyons que les promoteurs sont bien conscients de l'importance d'assurer que le personnel chargé de la conception finale des pentes ait la compétence voulue; ainsi, nous ne sommes pas convaincus qu'il faille le préciser dans une condition. Cependant, nous demanderons qu'une formation adéquate soit une des exigences précisées dans le manuel des modifications de chantier relatives aux pentes, puisque la présence de géoscientifiques compétents sur chaque tronçon de construction du pipeline n'est pas une exigence courante.

Suivant les conditions 48 et 49, les promoteurs doivent présenter à l'Office un rapport final sur la méthode de conception des pentes, de même que le manuel des modifications de chantier relatives aux pentes.

6.4.8 Franchissements de cours d'eau

Là où un pipeline franchit un cours d'eau, il y a un risque que la qualité de l'eau, l'habitat aquatique et les voies d'eau navigables soient altérés. Les cours d'eau sont une composante dynamique du milieu physique, étant exposés à des crues, des coulées de débris et des embâcles ainsi qu'aux effets de l'érosion et à la modification de leurs rives, autant de facteurs qui peuvent compromettre la stabilité des pentes ou mettre un pipeline à découvert. Dans les régions pergélisolées, les taliks présentent également des risques : de très gros bulbes de gel peuvent se former autour du tube et causer un soulèvement dû au gel qui perturbe l'écoulement

de l'eau souterraine et de surface au point de franchissement du cours d'eau.

Les promoteurs ont indiqué que le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie traverseraient 643 plans d'eau. Le pipeline de liquides de gaz naturel, qui est plus court, en franchirait 260. Ces plans d'eau vont de zones de drainage végétalisées, non cartographiées, à des couloirs navigables nommés, dont le fleuve Mackenzie. Le tracé du projet traverse aussi des plans d'eau dormante et des tourbières, qui sont habituellement caractérisées par un fort écoulement d'eau souterraine peu profonde. Les promoteurs s'attendent à ce que des taliks soient présents sous les cours d'eau permanents dans les zones de pergélisol continu ou discontinu. Sauf pour les cours d'eau principaux, on dispose de peu de données sur les régimes d'écoulement dans les régions du Nord qui puissent être utilisées dans la conception hydrologique des franchissements de cours d'eau.

Les promoteurs ont choisi les emplacements proposés des franchissements parce qu'ils permettent de réduire au minimum le nombre de franchissements et leur largeur, et d'éviter les zones où il peut y avoir migration du chenal, affouillement localisé ou risque d'embâcle. Ils projettent d'utiliser une grille de conception d'application générale, fondée sur les pratiques exemplaires de la société, et d'observer une profondeur d'enfouissement minimum de deux mètres pour la majorité des franchissements. Dans le cas de tous les franchissements de cours d'eau importants, les plans de conception propres aux sites seraient fondés sur les caractéristiques locales du cours d'eau et sur le débit des crues ayant une période de retour de 100 ans, ou une période de 200 ans si les données hydrologiques sont limitées.

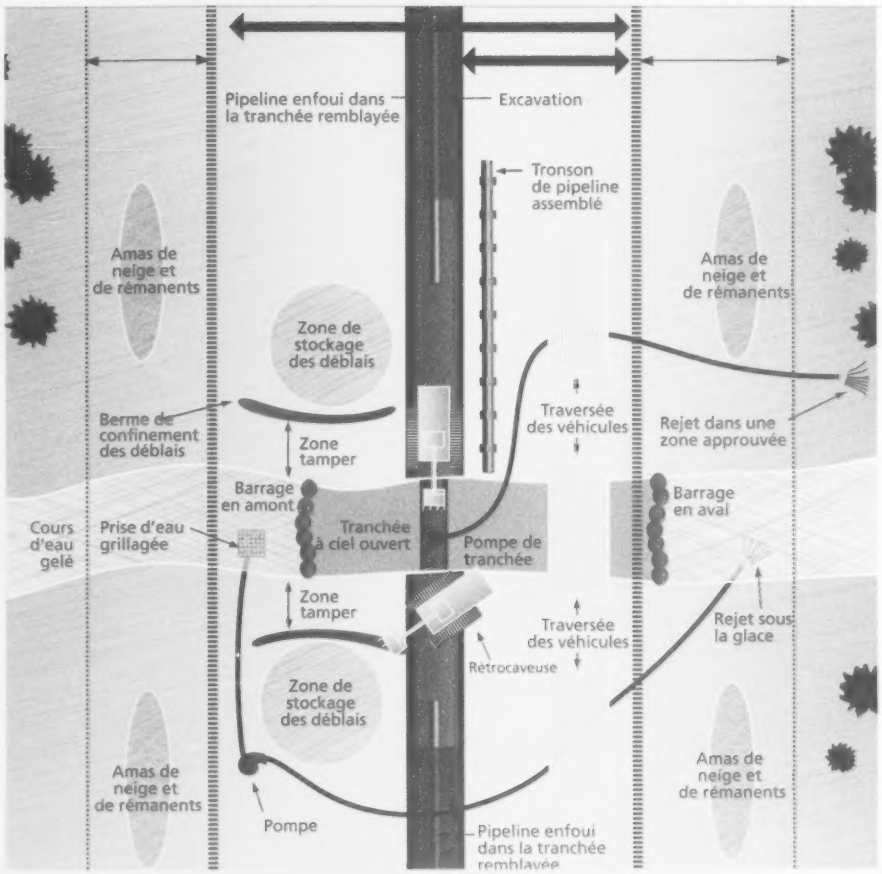
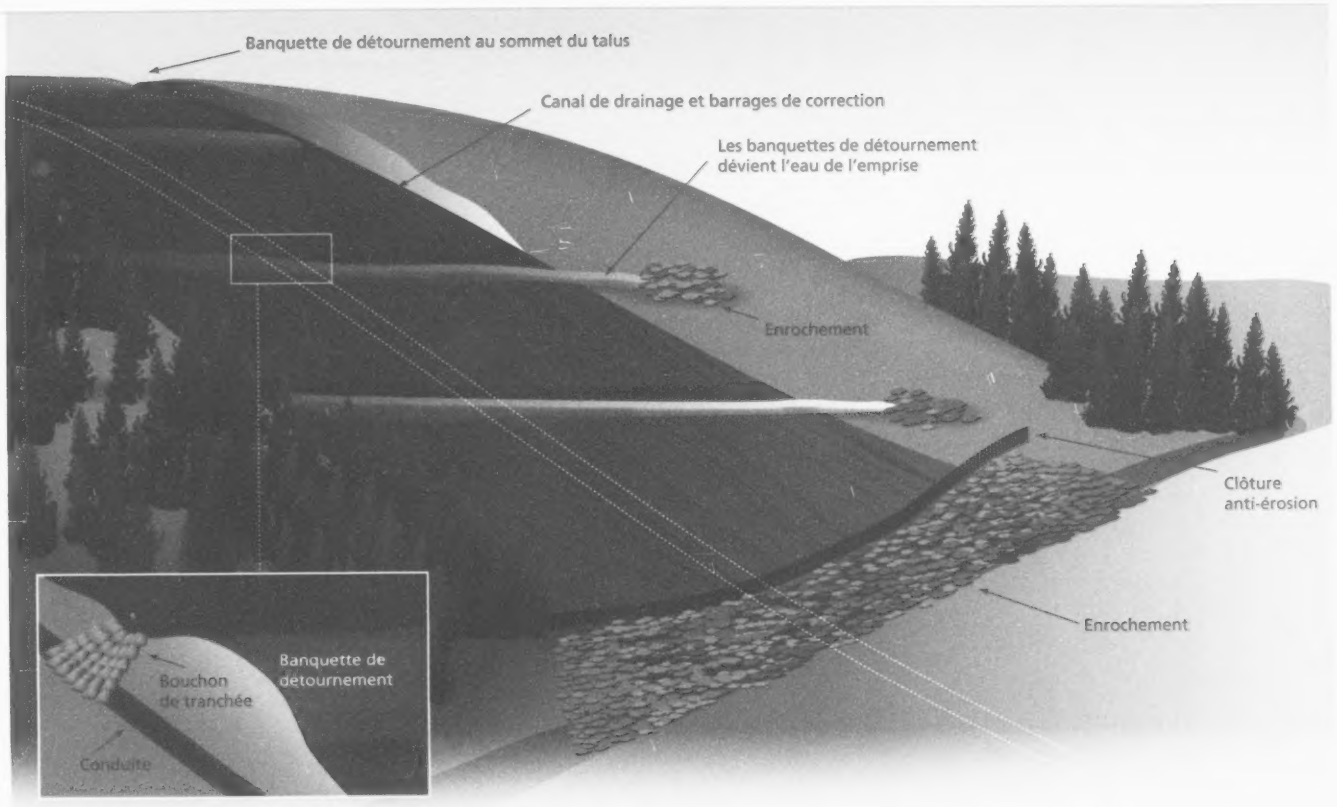


Figure 6-10

Franchissement isolé d'un cours d'eau

Figure 6-11

Banquettes de détournement et bouchons de tranchée



En général, les franchissements de cours d'eau seraient réalisés par la méthode de la tranchée à ciel ouvert pendant que le cours d'eau est gelé (voir la figure 6-9). Si le cours d'eau continue à couler en hiver, on en contrôlerait le débit et le franchissement serait réalisé en employant des techniques d'isolement (voir la figure 6-10). Les promoteurs ont l'intention de recourir à des forages directionnels à l'horizontale (voir la figure 6-12) à 17 endroits où le pipeline franchit des cours d'eau permanents qui abritent un habitat aquatique et ne se prêtent pas à l'utilisation de méthodes d'isolement.

Pour maîtriser l'écoulement de l'eau souterraine et l'infiltration d'eau le long du pipeline, les promoteurs prévoient utiliser des bouchons de tranchée et des banquettes de détournement dans les zones terrestres (voir la figure 6-11). Aux endroits où il y a un fort débit d'eau souterraine, comme aux franchissements de cours d'eau et dans les tourbières, les promoteurs s'attendent à ce que la déformation des tubes causée par la présence de bulbes de gel soit gérable et ils comptent surveiller la formation de bulbes de gel à ces endroits au moyen de patrouilles aériennes et d'outils d'inspection interne.

Le saviez-vous?

Définitions

Banquette de détournement – levée de terre aménagée à la surface d'un talus qui sert à dévier l'eau de ruissellement de l'emprise pour réduire l'érosion au minimum.

Bouchon de tranchée – remplissage d'une section de tranchée de matériaux pour prévenir que l'eau souterraine s'écoule dans le remblai le long de la tranchée.

Franchissements par forage directionnel à l'horizontale

Des études de faisabilité ont été effectuées à tous les endroits où il était proposé d'effectuer des franchissements par forage directionnel à l'horizontale. Ces études ont reposé sur les données de subsurface recueillies dans des trous de sondage existants au voisinage des franchissements. Les promoteurs prévoient réaliser d'autres études sur le terrain à chaque emplacement de forage directionnel à l'horizontale, avant le début des opérations de forage, afin de confirmer les types de sols, la teneur en glace et la présence éventuelle de pellicules de glace.

Pendant les opérations de forage directionnel, des boues de forage sont utilisées pour éliminer les déblais de forage, refroidir et lubrifier le trépan, contrôler la perte de fluide et créer une pression sur les parois du trou pour en accroître la stabilité. Les promoteurs ont déclaré que des boues contenant des additifs pour réduire le point de congélation des boues ont un impact durable sur l'environnement et que leur utilisation ajoute à la complexité des forages directionnels à l'horizontale, comparativement à l'utilisation de boues refroidies sans additifs réducteurs du point de congélation. Par conséquent, l'emploi de fluides de forage à température régulée (5 °C) ne contenant pas d'additifs réducteurs du point de congélation est une solution préférable étant donné les restrictions imposées à l'égard de l'évacuation de boues contenant de tels additifs. Les promoteurs ont indiqué qu'ils évalueraient plus à fond l'emploi d'additifs réducteurs du point de congélation à l'étape de la conception détaillée et que le recours à ces additifs ne serait envisagé que dans les cas où la stabilité du trou pendant le forage est une grande préoccupation.

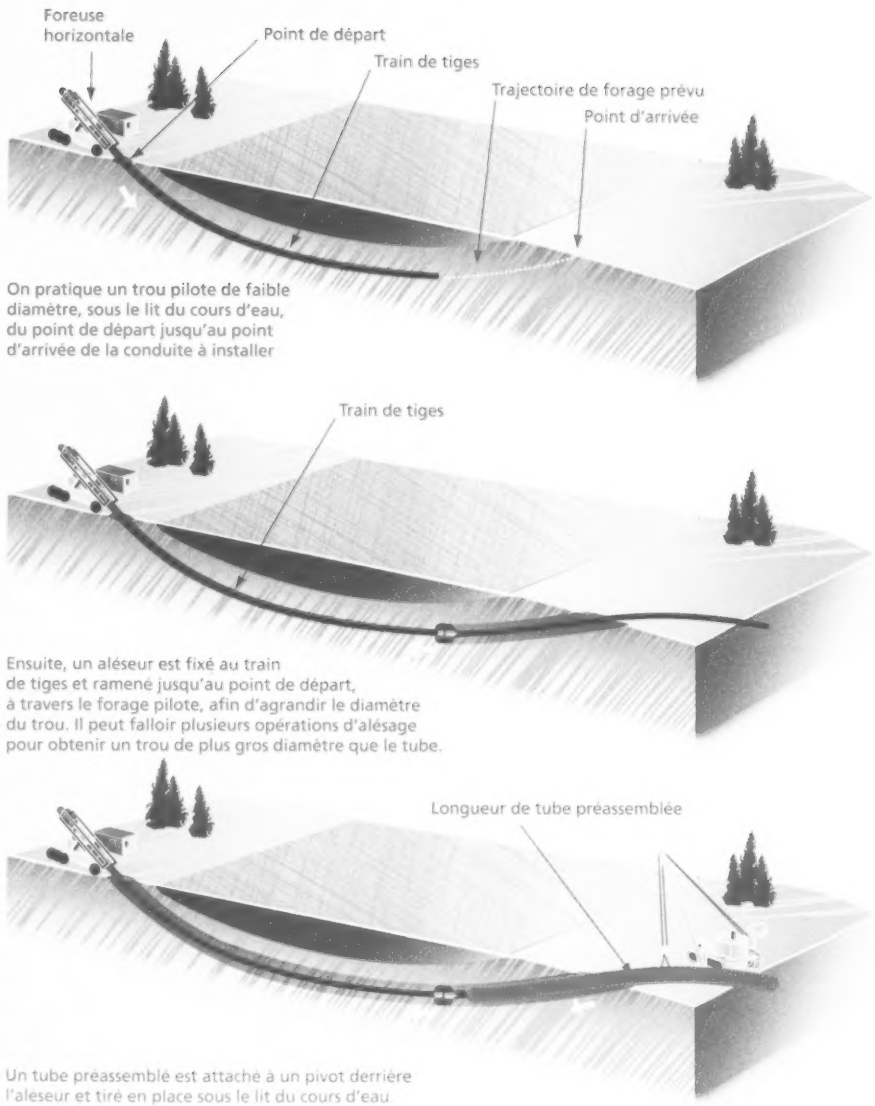


Figure 6-12

Franchissement d'un cours d'eau au moyen d'un forage directionnel à l'horizontale utilisant la méthode de l'alésage arrière

D'après le dossier

Le forage directionnel à l'horizontale dans l'environnement arctique

Les promoteurs ont indiqué qu'il existe peu de précédents en ce qui touche l'exécution de forages directionnels à l'horizontale dans des régions pergélisolées et l'environnement arctique en général. Les promoteurs ont fait effectuer une étude exhaustive de la question qui a mis en relief plusieurs enjeux clé dont pourrait dépendre le succès global des opérations de forage directionnel à l'horizontale, notamment :

- le nombre limité d'entrepreneurs spécialisés en forage directionnel à l'horizontale qui ont une expérience du milieu arctique ;
- la planification logistique;
- l'exploitation continue dans un environnement extrêmement froid;
- le besoin de contrôler rigoureusement les propriétés des fluides de forage.

Les promoteurs ont déterminé qu'un des grands défis à relever consistait dans le développement de boues de forage qui ne gèlent pas lorsqu'elles sont utilisées dans un environnement pergélisolé et qui demeurent assez visqueuses pour éliminer les déblais de forage, servir de lubrifiant et prévenir l'affaissement du trou de forage. Dans des sols riches en glace, la circulation de boues de forage chaudes peut faire fondre le pergélisol, ce qui risque d'entraîner l'effondrement des parois du trou de forage, l'affaissement du sol en surface ou une instabilité des pentes.

Plusieurs recommandations se dégagent de l'étude sur le forage directionnel à l'horizontale :

- examiner la possibilité d'utiliser du glucoside de méthyle, un produit non toxique et biodégradable, comme additif ajouté aux boues pour en abaisser le point de congélation;
- utiliser des fluides de forage à température contrôlée (refroidis);
- analyser les exigences relatives à l'évacuation des boues;
- calculer le soulèvement dû au gel aux points de franchissement;
- effectuer une reconnaissance géotechnique exhaustive sur le terrain pour déterminer et délimiter les substrats non propices pour des forages directionnels à l'horizontale, les sols à forte teneur en glace et les taliks.

L'emploi de boues contenant des réducteurs du point de congélation demeure une possibilité, mais les promoteurs se sont dits confiants que les forages directionnels pourront être réalisés avec succès à l'aide de boues refroidies à quelques degrés au-dessus du point de congélation.

Parmi les autres mesures d'atténuation que les promoteurs ont mises de l'avant comme moyens de prévenir la dégradation ou la fonte du pergélisol instable ou riche en glace figurent l'utilisation de plateformes de travail isolées, l'emploi de tubages de surface temporaires et le recours à des systèmes auxiliaires de refroidissement des boues.

Au cours de l'audience, Affaires indiennes et du Nord Canada a examiné les plans conceptuels des franchissements de cours d'eau et recommandé que les promoteurs recueillent et incorporent dans la conception des données complémentaires touchant les éléments suivants :

- la répartition de la glace souterraine;
- le régime thermique des sédiments fluviatiles;
- la présence de taliks et leur étendue;
- les propriétés du sol;
- la caractérisation des pentes situées aux franchissements de cours d'eau.

Affaires indiennes et du Nord Canada a recommandé, en outre, que les promoteurs soumettent les renseignements suivants à l'Office avant le début des travaux de construction :

- des plans de conception détaillés des franchissements de cours d'eau, pour le pipeline de la vallée du Mackenzie et le pipeline de liquides de gaz naturel;
- une analyse de potamotechnie détaillée;
- des prévisions révisées concernant la formation de bulbes de gel;
- la conception d'un franchissement type dans une pente riche en glace.

Les promoteurs ont soutenu qu'il serait donné suite aux recommandations qu'Affaires indiennes et du Nord Canada avait formulées à l'audience orale au cours des reconnaissances sur le terrain proposées et des travaux de conception finale.

La Commission d'examen conjoint s'est inquiétée du rejet possible de sédiments dans les cours d'eau, pendant et après la construction des franchissements, et des effets négatifs éventuels de la formation de bulbes de gel et d'aufeis aux points de franchissement de cours d'eau. Elle a recommandé que des mesures soient prises pour prévenir la formation de bulbes de gel et d'aufeis à ces endroits grâce à une conception efficace couplée à des méthodes d'atténuation. La formation de bulbes de gel dans un cours d'eau peut avoir un effet sur le milieu naturel si elle entrave l'écoulement de l'eau. La biocénose des cours d'eau, spécialement le poisson et son habitat, peut être atteinte. La Commission d'examen conjoint a entendu témoigner que l'isolation des conduites peut concourir à réduire la formation de bulbes de gel, mais que l'efficacité de l'isolation peut s'amenuiser au fil du temps. On peut réduire davantage l'impact aux franchissements de cours d'eau par un enfouissement plus profond de la conduite, mais cette solution n'est efficace en soi que si la conduite est enfouie à une très grande profondeur.

En général, la Commission d'examen conjoint jugeait que les promoteurs avaient convenablement tenu compte des effets possibles du projet sur l'écoulement de l'eau souterraine, sous réserve d'un certain nombre de recommandations.

Opinion de l'Office

Nous sommes satisfaits de l'approche que les promoteurs ont adoptée. La conception proposée, et les techniques de construction, sont pour la plupart des méthodes classiques et ont été utilisées avec succès dans le cadre d'autres projets. Nous soulignons que la technique du forage directionnel à l'horizontale (FDH) n'a été employée qu'une fois auparavant dans des régions pergélisolées, ce qui augmente le risque de problèmes imprévus pendant les travaux d'installation. Nous sommes en faveur de l'emploi de boues de forage à température contrôlée pour réaliser la majorité des franchissements par FDH. Si cette solution s'avère impossible, nous rappelons que l'utilisation d'agents réducteurs du point de congélation peut avoir des effets à long terme indésirables sur la stabilité des pentes et qu'il faut bien examiner cette option avant d'y recourir lors d'un forage directionnel à l'horizontale. Selon la condition 47, les promoteurs doivent effectuer une analyse des risques et dresser des plans d'urgence pour chaque franchissement par FDH prévu.

La condition 51 exige de présenter un inventaire des franchissements de cours d'eau et de plans d'eau, accompagné de renseignements sur la conception des franchissements, de schémas, d'analyses de la formation de bulbes de gel, d'éléments démontrant qu'il n'y aura pas d'aufeis ni de tensions inacceptables imposées aux canalisations, d'information au sujet des mesures d'atténuation thermiques, de l'érosion, de l'affouillement et du ruissellement souterrain, et d'une preuve confirmant que des consultations ont eu lieu avec Pêches et Océans Canada.

Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* exige la mise en place d'un programme de surveillance et de contrôle du pipeline. Tout programme du genre incorpore la surveillance des franchissements de cours d'eau et de leurs abords. La condition 39, dont il est traité plus loin, exige de surveiller les franchissements de cours d'eau pour repérer les problèmes d'affouillement, d'aufeis, d'obstruction du drainage et d'érosion.

6.4.9 Systèmes de commande des pipelines et détection des fuites

Les installations liées au projet seraient surveillées et exploitées à distance, à partir d'un centre de commande principal situé à Calgary, à l'aide de systèmes de télécommande et d'acquisition de données (SCADA). Des systèmes d'arrêt d'urgence, pouvant être déclenchés localement ou à distance, seraient mis en place. Le système de détection des fuites est un complément important au SCADA puisqu'il utilise les données recueillies par ce dernier pour aider à déceler des fuites plus rapidement que des programmes de contrôle, tels que les patrouilles aériennes, ne permettent de le faire. Selon les promoteurs, l'intégrité de l'ensemble du réseau dépend de la performance du système de détection des fuites. Par conséquent, ils ont l'intention d'élaborer un programme de contrôle de la qualité du système de détection des fuites pour en évaluer la performance de façon annuelle. Ils ont précisé qu'un programme type de contrôle de la qualité utiliserait des méthodes de contrôle directes, telles que le retrait de liquides, et des méthodes indirectes, comme l'introduction de données fausses dans le système, pour évaluer à la fois la performance du système et les réactions du personnel d'exploitation. Les promoteurs ont indiqué que, faisant partie des statistiques sur les alarmes du programme de contrôle de la qualité, les données réelles sur les fuites et les renseignements sur la performance du système seraient analysés chaque année en vue d'améliorer la performance du système.

Les promoteurs ont indiqué qu'ils combineraient les méthodes de surveillance numériques (CPM) et les techniques statistiques de commande de procédé pour la surveillance du pipeline de la vallée du Mackenzie et des conduites du réseau de collecte Mackenzie. Ils ont souligné que cette technologie ne serait pas aussi efficace pour déceler des fuites dans des canalisations à écoulement multiphasique comme celles du réseau de collecte en amont de l'installation de la région d'Inuvik, mais que la performance du système pourrait être améliorée à mesure qu'on acquiert plus d'expérience opérationnelle. Les promoteurs arrêteraient un plan propre au projet tenant compte de tous les aspects de la sûreté d'un réseau de commande de procédé.

Le saviez-vous?

Systèmes de détection des fuites

La capacité de détection des fuites est tributaire de l'exactitude des appareils de mesure ainsi que de la conception, de l'emplacement et des capacités du SCADA. Au moment de l'audience, la conception globale du système de détection des fuites n'en était pas rendue au point où les promoteurs pouvaient déterminer avec précision quelles devraient être les capacités du système. Les critères sur lesquels ils fonderaient leur décision reposeraient sur le document API 1155 intitulé Evaluation Methodology for Software-based Leak Detection Systems (évaluation des systèmes de détection des fuites à base de logiciels). Les promoteurs ont confirmé que le système de détection des fuites associé au pipeline de liquides de gaz naturel respecterait les exigences de l'annexe E de la norme Z662-03 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée Pratique recommandée pour la détection des fuites dans les réseaux de canalisations d'hydrocarbures liquides, mais que les essais annuels pour en éprouver l'efficacité seraient fondés sur des méthodes indirectes, non pas sur le retrait de liquides.

Opinion de l'Office

La détection rapide des fuites et des ruptures est de première importance pour réduire au minimum le risque de dommages causés par des déversements pendant l'exploitation. En raison de l'éloignement du pipeline, il importe de garantir que le réseau peut être commandé convenablement et que les mécanismes de détection des fuites sont suffisamment sensibles, sans risquer de causer de fausses alertes. Les conditions 63 et 64 exigent que les promoteurs présentent des données sur les capacités prévues des systèmes de commande et de détection de fuites, ainsi que des rapports qui en détaillent la performance réelle et la façon dont les promoteurs ont abordé les problèmes de performance qui ont pu surgir.

D'après le dossier

Tassement du sol de la tranchée

Le tassement localisé du sol d'une tranchée est causé principalement par trois facteurs. Premièrement, des matériaux excavés ont tendance à augmenter en volume au point qu'ils ne peuvent être utilisés entièrement pour remblayer la tranchée. Ainsi, une partie du sol excavé reste inévitablement au bord de la tranchée. Deuxièmement, dans des zones pergélisolées, le sol situé immédiatement sous la couche active peut être riche en glace et ce matériau perd du volume lorsqu'il dégèle. Troisièmement, la terre fraîchement exposée absorbe plus de rayons solaires et tend à dégeler plus vite que le sol adjacent non perturbé.

6.4.10 Tassement du remblai

Après la construction d'un pipeline, le terrain en bordure de l'emprise et au-dessus de la tranchée peut se tasser. À défaut de mesures correctives, ce tassement peut perturber le drainage et favoriser l'érosion. De plus, si l'épaisseur et la résistance du remblai diminuent, le pipeline peut se mettre à flotter. L'expérience acquise dans l'aménagement d'autres pipelines dans le Nord révèle qu'un tassement localisé se produit surtout au cours du printemps et de l'été qui suivent immédiatement la construction en hiver.

Les promoteurs ont puisé dans les connaissances acquises par d'autres sociétés lors de la construction du pipeline Ikhil pour planifier les méthodes d'atténuation visant le tassement du sol de la tranchée. À l'étape de la construction, ils prévoient importer des matériaux de remblai dont la stabilité n'est pas affectée par le dégel pour remplacer les matériaux de remblai locaux ou y suppléer. Ils ont indiqué que des matériaux de remblai granulaires (p. ex. du sable ou du gravier) seraient l'idéal, mais ont reconnu qu'il y a peu de sources de tels matériaux le long du tracé du pipeline. Les promoteurs ont souligné qu'une faible teneur en glace était la seule exigence de qualité à laquelle devait répondre le matériau de remplacement, afin de limiter le tassement dû au dégel. Ils ont l'intention d'extraire les matériaux de sites d'emprunt, de les transporter sur les chantiers et de les utiliser pour remblayer la tranchée peu après que le pipeline y aura été déposé. Des engins seraient utilisés aux sites d'emprunt et sur l'emprise pour briser les matériaux en petits morceaux afin d'éviter de déposer de grosses mottes au-dessus de la conduite.

Les promoteurs ont indiqué que le revêtement de trois millimètres du pipeline, formé de trois couches d'enduit, aiderait à protéger la canalisation lors du remblayage dans les conditions prévues. Outre son revêtement, le pipeline serait protégé par des oreillers en mousse et des matériaux de remblai importés qui seraient utilisés comme rembourrage et garniture du fond de la tranchée. Au besoin, d'autres produits de protection, tels qu'une enveloppe du type Rockshield ou un blindage de bois (c.-à-d. des lattes de bois attachées tout autour du tube), pourraient être employés.

En raison du risque d'instabilité pendant le dégel, le remplacement des matériaux de remblai est plus crucial dans le cas de tranchées creusées dans des pentes qu'en terrain plat. Les promoteurs ont précisé que le besoin de remplacer ou d'améliorer les matériaux de remblai de la tranchée variait en fonction de l'angle d'inclinaison du talus, du type de sol et de la méthode d'excavation prévue dans la conception préliminaire des pentes.

La Commission d'examen conjoint estimait que les plans conçus par les promoteurs afin de remédier au tassement du remblai de la tranchée étaient satisfaisants pour la plupart des terrains qu'ils étaient susceptibles de rencontrer, mais elle se souciait de l'efficacité des méthodes correctives proposées dans les zones de glace massive. Elle a recommandé que l'Office exige le dépôt des renseignements suivants :

- les méthodes utilisées pour déterminer la qualité et la quantité de matériaux de remblai importés qui seront nécessaires;
- le moment et la méthode de transport et de stockage des matériaux de remblai;
- les méthodes à utiliser pour surveiller le tassement du sol dans la tranchée et y remédier;
- les méthodes d'élimination des matériaux excavés excédentaires qui ne sont pas requis pour le remblayage.

Opinion de l'Office

Nous constatons que les promoteurs, au cours de l'audience devant l'Office, ont déposé un rapport détaillant la méthode utilisée pour évaluer le tassement éventuel des matériaux de remblai. Les valeurs de tassement calculées pour la tranchée ont servi de point de départ à l'établissement des plans de conception préliminaire et des estimations du remblai de remplacement nécessaire. Pour déterminer les quantités requises de matériaux de remblai importés, les promoteurs ont utilisé des données sur les sols le long du tracé tirées des renseignements géotechniques qui leur étaient accessibles au moment de la conception préliminaire. Nous sommes confiants que le programme prévu de vérification géotechnique leur permettra d'améliorer ces estimations. Cependant, des mesures doivent être en place pour garantir que les moyens qu'ils prendraient pour remédier à un tassement du remblai de la tranchée n'occasionnent pas d'autres impacts sur l'environnement, comme le ferait, par exemple, le fait de laisser un excédent de matériaux de remblai sur l'emprise. La condition 44 tient compte de ces préoccupations et donne suite aux recommandations de la Commission d'examen conjoint. Cette condition exige que les promoteurs consultent les gestionnaires fonciers et les régies compétentes pour s'assurer qu'ils sont au courant des besoins du projet en matériaux de remblai et de la nécessité de disposer d'éventuels sites d'élimination pour les matériaux inutilisés.

Suivant la condition 43, les promoteurs doivent faire approuver les spécifications concernant le remblayage et le rembourrage de la tranchée. Cette condition a pour but d'assurer que les matériaux utilisés ne causent pas de dommages au pipeline ou à son revêtement. Il est possible qu'une partie des matériaux proviennent d'endroits où il pourrait y avoir des roches acidifères. L'Office s'attend à ce que les spécifications exigent que les matériaux extraits de carrières soient vérifiés pour déceler la présence de roches nuisibles.

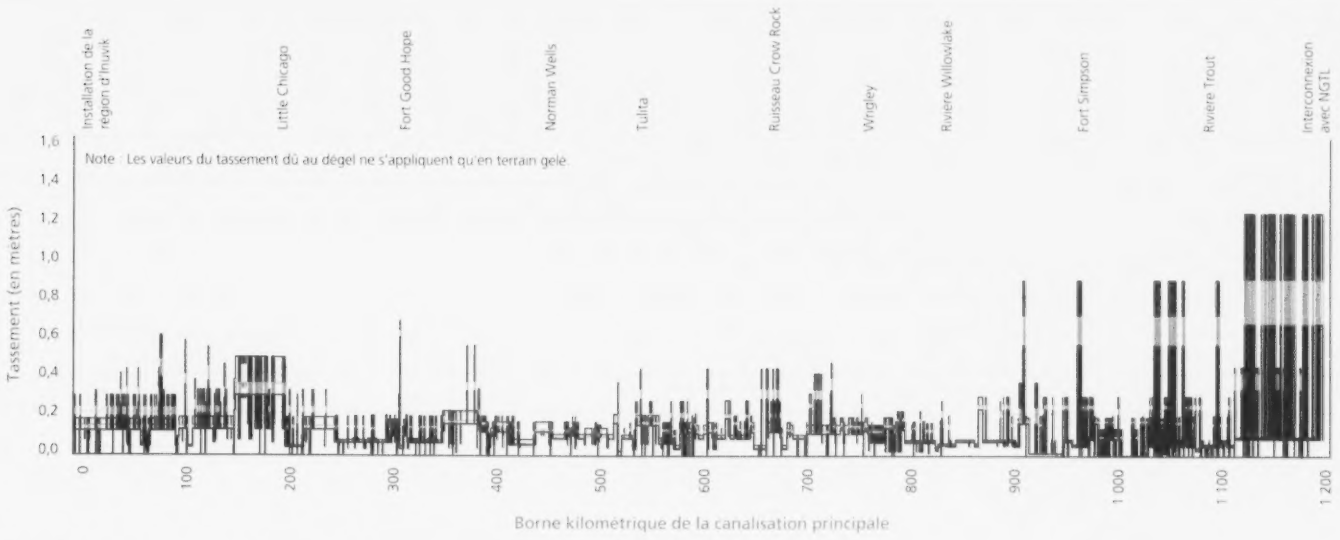


Figure 6-13

Tassement prévu de l'emprise selon différentes techniques de déboisement

Zones de tourbe épaisse et prévisions sur 5 ans du tassement dû au dégel selon divers niveaux de perturbation de la surface en terrain gelé – tracé de la canalisation principale

— Tassement dû au dégel - déboisement et retrait de la matière organique de surface
— Tassement dû au dégel - déboisement avec perturbation de la matière organique de surface
— Tassement dû au dégel - déboisement sans perturbation de la matière organique de surface

6.4.11 Protection de l'emprise pendant la construction

L'érosion causée par le dégel, l'instabilité des talus ou un tassement excessif du sol sont des problèmes qui pourraient survenir sur des terrains sensibles au dégel le long du tracé du pipeline. La perturbation du couvert végétal, en particulier sur des terrains plats sensibles au dégel, pourrait entraîner la formation de flaques d'eau et, éventuellement, le dégel soutenu.

Compte tenu des conditions de terrain attendues, définies à partir des données existantes, les promoteurs prévoient aménager une base de neige et de glace, lorsque c'est possible, au nord de la limite des arbres et à d'autres endroits précis le long de quelque 50 kilomètres de sols sensibles situés entre l'installation de la région d'Inuvik et Fort Good Hope. Selon eux, l'information recueillie lors de perturbations antérieures du sol dans la vallée du Mackenzie, notamment les renseignements sur les trous de sondage et la cartographie du terrain, de même que l'expérience acquise au cours de la construction antérieure de pipelines dans le Nord, laissent entrevoir que les techniques classiques de nivellement de la surface et de construction par coupe et remblai pourront être utilisées avec succès au sud d'Inuvik.

Les promoteurs ont indiqué que les données existantes sur les trous de sondage sont suffisantes pour déterminer le degré moyen de tassement dû au dégel à prévoir pour un groupe de terrains donné. Ils prédisent que le tassement moyen pour chaque groupe de terrains entre Inuvik et Norman Wells sera inférieur à 0,5 mètre environ après cinq ans. La figure 6-13 illustre le tassement prévu du sol de l'emprise entre Inuvik et l'interconnexion avec le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. dans le nord de l'Alberta selon trois techniques de déboisement et de préparation de l'emprise dans des zones de tourbe épaisse. Les promoteurs ont souligné que les effets à long terme sur le terrain seraient acceptables pourvu que les opérations de remise en état et de revégétalisation nécessaires soient exécutées. Aux endroits exigeant du terrassement où des sols à teneur élevée en glace seraient exposés, il serait nécessaire d'appliquer des mesures de protection spéciales avant la fin de la saison de construction.

Les promoteurs envisagent de recourir aux mesures d'atténuation suivantes :

- utiliser des matériaux d'isolation en surface, comme une couche de matière organique provenant du déboisement, des copeaux de bois ou des panneaux isolants placés en dessous d'une couche de terre, pour limiter le dégel saisonnier;
- aménager des bermes et des barrières pour lutter contre l'érosion;
- stabiliser l'emprise en la revégétalisant.

Opinion de l'Office

Compte tenu du succès des techniques classiques de nivellement utilisées pour l'aménagement du pipeline de Norman Wells, nous sommes satisfaits des plans de préparation de l'emprise que les promoteurs envisagent pour la région au sud de la limite des arbres. Au nord de cette région et dans des zones limitées au nord de Fort Good Hope où la construction doit se dérouler sur une base de glace, nous vérifierons, suivant la condition 44 d), que les plans des promoteurs relatifs à l'enlèvement de l'emprise de tout remblai de remplacement excédentaire incorporent des mesures pour limiter la perturbation de la matière organique à la surface du sol.

6.5 Autres aspects techniques

6.5.1 Aperçu

Outre les questions de conception abordées plus haut, plusieurs enjeux techniques ont été soulevés à l'audience en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation du projet. Les aspects suivants sont examinés ci-après :

- émissions atmosphériques;
- essais de pression;
- logistique et construction dans le Nord;
- protection de l'emprise pendant la construction;
- plans préliminaires de surveillance et de contrôle de l'intégrité.

6.5.2 Émissions atmosphériques

Pendant l'exploitation, les installations associées au projet produiraient des émissions de gaz à effet de serre, y compris du dioxyde de carbone provenant de machines à combustion comme les compresseurs et du méthane rejeté durant les procédures courantes d'évacuation dans l'air ou à travers des fuites mineures (émissions fugitives). Les émissions de dioxyde de carbone équivalent qui seraient produites pendant l'exploitation sont évaluées à 812,8 kilotonnes par année (kt/a). Selon les prévisions, les travaux de construction produiraient jusqu'à 487,6 kt/a de dioxyde de carbone équivalent. D'autres polluants atmosphériques pouvant être émis, comme des oxydes d'azote, des particules fines, du monoxyde de carbone et des composés organiques volatils, pourraient avoir des conséquences directes sur la santé humaine, la faune et la végétation. Les oxydes d'azote et les composés organiques volatils sont des précurseurs de la formation de particules secondaires et d'ozone. Les oxydes d'azote contribuent également aux pluies acides.

Environnement Canada a noté que la qualité de l'air est bonne dans la zone du projet et a

recommandé des mesures de prévention de la pollution afin de réduire au minimum les effets négatifs du projet à cet égard. Les recommandations formulées visaient à la fois les pipelines et les installations, et proposaient des moyens de réduire les émissions de méthane pendant l'exploitation, y compris :

- réduire les rejets d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre provenant des turbines à gaz;
- réduire au minimum les émissions de gaz à effet de serre;
- réduire les émissions de benzène et d'autres matières.

Émissions de méthane

Environnement Canada a présenté des exemples de pratiques exemplaires concernant les pipelines qui aident à réduire les émissions de méthane en cours d'exploitation. En voici quelques-unes :

- compresseurs munis de joints secs;
- systèmes de vannes de sectionnement des unités;
- circuits de démarrage pneumatiques ou électriques dans les turbines à gaz;
- calendriers d'entretien et de raclage optimalisés;
- exécution périodique d'examens de détection des fuites et de reconnaissances aériennes;
- dispositifs de contrôle en cas de rupture de canalisation;
- méthodes numériques de détection des fuites;
- préinstallation de raccords en T en prévision du raccordement futur de conduites de collecte et de stations de compression;
- piquage sur conduite en charge;
- formation des opérateurs;
- plan d'intervention en cas d'urgence.

Les promoteurs ont déclaré qu'ils mettraient en application les pratiques de gestion exemplaires qui sont en voie d'être élaborées par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Environnement Canada, le Canadian Energy Partnership for Environmental Innovation et l'Association canadienne du gaz, une fois que l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta les aura adoptées dans sa Directive nº 60. Intitulé *Best Management Practice: Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities* (pratiques de gestion exemplaires concernant les émissions fugitives des installations gazières et pétrolières amont), cet énoncé de pratiques de gestion exemplaires est censé :

- distinguer les sources importantes d'émissions fugitives des sources mineures, pour permettre aux opérateurs de concentrer leur attention sur les sources qui produisent un gros volume d'émissions;
- proposer une approche graduée pour l'élaboration des programmes de détection et de réparation des fuites;
- recommander un cadre général pour l'établissement de lignes directrices, notamment une définition du terme fuite, des protocoles d'échantillonnage, la fréquence des mesures de détection des fuites, des techniques de réparation et d'entretien, et des méthodes de surveillance;
- décrire les méthodes de mesure du débit permettant de déceler la présence de fuites et la façon d'utiliser cette information pour guider les décisions de réparation et d'entretien;
- présenter une méthode de collecte et d'analyse comparative de l'information sur les émissions fugitives découlant de la mise en œuvre d'un programme de détection et de réparation de fuites.

Environnement Canada appuyait la mise en œuvre de ces pratiques de gestion exemplaires par les promoteurs, mais a souligné que leur adoption par l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta n'était pas une condition préalable nécessaire pour qu'ils les mettent en application.

Émissions d'oxydes d'azote et de d'oxydes de soufre

Environnement Canada a déclaré que l'utilisation de turbines à gaz dotées de chambres de combustion sèche à faibles émissions d'oxydes d'azote qui satisfont aux exigences de la *Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes* du Conseil canadien des ministres de l'Environnement, publiée en 1992, ainsi que l'emploi de moteurs alternatifs qui respectent ou excèdent les exigences fixées pour ce type de moteur suivant la Directive nº 56 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, permettraient de satisfaire à ses propres recommandations concernant l'application appropriée des meilleures techniques existantes et des pratiques de gestion exemplaires afin de réduire les émissions d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre produites par le projet. La Directive nº 56 exige que les exploitants se conforment au Code de pratique de 1996 visant les stations de compression et de pompage et les usines de traitement de gaz non corrosif d'Environnement Alberta.

Les promoteurs ont l'intention de préciser comme exigence dans les contrats d'achat que les turbines à gaz doivent atteindre ou dépasser les prescriptions de la recommandation du Conseil canadien des ministres de l'Environnement. Ils ont ajouté que leurs fournisseurs seraient tenus de garantir la performance des appareils du point de vue des émissions et de la consommation de carburant. Ils ont souligné que des moteurs alternatifs alimentés au gaz naturel seraient utilisés comme source principale de production d'électricité à l'installation de raclage Storm Hills, dans les stations de compression età la station de chauffage Trout Lake. En situation d'urgence, des moteurs diesel seraient utilisés comme source d'alimentation électrique de secours. Les moteurs seraient choisis en fonction de critères de

D'après le dossier

Meilleures techniques existantes et pratiques de gestion exemplaires

Environnement Canada a déclaré que le sens de l'expression « meilleures techniques existantes » varie selon le domaine d'application. Dans le cas du projet gazier Mackenzie, il y voit l'amélioration continue de la sécurité pipelinière et de la protection de l'environnement, et il s'attendrait à ce que n'importe quelle des meilleures techniques existantes permette d'atteindre ce but. De plus, le ministère a relevé certains des critères dont il se sert pour évaluer si une technologie proposée figure parmi les meilleures techniques existantes, notamment :

- ce doit être une technique à rendement supérieur sur le plan de la réduction des émissions;
- la technique doit être disponible sur le marché au moment où elle est requise pour le projet;
- le coût de la technique doit être raisonnable;
- les meilleures techniques existantes comportent des objectifs de prévention de la pollution et de rendement énergétique.

Environnement Canada a exprimé l'avis que les pratiques de gestion exemplaires sont des méthodes de protection environnementale améliorées, novatrices et dynamiques qui concourent à garantir que les projets de développement soient réalisés dans le respect de l'environnement. Selon lui, il peut s'agir de lignes directrices officielles ou de méthodes généralement admises qui sont reconnues par l'industrie et les organismes de réglementation comme étant des pratiques exemplaires. Dans le contexte du projet, les pratiques de gestion exemplaires visent autant la conception des systèmes que les méthodes d'exploitation associées à l'ensemble des activités, allant de la tête de puits jusqu'à la livraison du produit à destination finale; elles sont centrées sur l'optimisation globale du réseau, le rendement énergétique, la fiabilité et la prévention des émissions atmosphériques.

conception éprouvés pour des moteurs à basses émissions qui respecteraient ou dépasseraient les exigences du Code de pratique d'Environnement Alberta, lequel prescrit une limite maximum d'émissions d'oxydes d'azote de 6 g/kWh pour des moteurs de plus de 600 kW.

Émissions de gaz à effet de serre

Environnement Canada a déclaré que pour réduire au minimum les émissions de gaz à effet de serre ainsi que la consommation de gaz naturel, il est indispensable d'exploiter un réseau de transport et de traitement de gaz efficace. Il a mentionné que la récupération de la chaleur résiduelle constitue un moyen d'atteindre ce but. Les promoteurs ont incorporé le principe de la récupération de la chaleur résiduelle dans les plans de conception préliminaire de l'installation de traitement de la région d'Inuvik. Environnement Canada a recommandé qu'ils présentent des détails sur les choix liés à la conception des dispositifs de récupération de la chaleur résiduelle dans cette installation avant le début de la construction.

Émissions de benzène

Le gaz produit aux champs de développement serait déshydraté avant d'entrer dans les conduites de collecte. Les déshydrateurs au glycol couramment utilisés dans l'industrie gazière et pétrolière amont peuvent produire des émissions de gaz de benzène. Le benzène peut avoir des effets nocifs à tous les niveaux d'exposition et les données disponibles indiquent qu'il s'agit d'une substance carcinogène. Par conséquent, Environnement Canada se préoccupait des émissions de benzène. Les promoteurs ont indiqué que des unités de déshydratation à tamis moléculaire seraient utilisées au besoin. Environnement Canada a soutenu que des déshydrateurs au glycol pourraient être retenus dans la conception finale et a suggéré d'imposer une condition exigeant que ces dispositifs soient conçus, mis en place et exploités conformément à la pratique recommandée dans le document de l'Association canadienne des producteurs pétroliers intitulé *Control of Benzene Emissions from Glycol Dehydrators, 2000* (contrôle des émissions de benzène des déshydrateurs au glycol) et qu'ils respectent par ailleurs la Directive n° 39 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, intitulée *Revised program to Reduce Benzene Emissions from Glycol Dehydrators* (programme révisé de réduction des émissions de benzène produites par les déshydrateurs au glycol).

Autres émissions

Environnement Canada a noté que les incinérateurs exploités dans les baraquements et à d'autres installations associées au projet pourraient laisser échapper du mercure, des dioxines et des furanes. Il a recommandé d'exiger que tous les incinérateurs respectent les limites de rejet définies dans les Standards pancanadiens relatifs aux émissions de mercure et les Standards pancanadiens relatifs aux dioxines et aux furannes. Le ministère a déclaré que l'utilisation des meilleures techniques d'incinération existantes couplées à des pratiques de gestion exemplaires contribuerait également à réduire au minimum les émissions de particules fines et de précurseurs de polluants et d'ozone. Environnement Canada a fait remarquer que les pratiques de gestion exemplaires en matière d'incinération mettent l'accent sur la séparation des déchets, sur la réduction de la quantité de déchets incinérés ainsi que sur l'exploitation et l'entretien convenables des installations d'incinération. Les incinérateurs à double chambre d'incinération et à air contrôlé sont réputés les meilleures techniques existantes dans ce domaine.

Opinion de l'Office

La maîtrise des enjeux relatifs aux émissions commence par la prise de décisions de conception judicieuses qui réduisent au minimum la consommation d'énergie, mettent à contribution les meilleures techniques existantes et font appel à des pratiques de gestion exemplaires. Pendant l'audience, les promoteurs ont pris des engagements qui indiquent leur intention de mettre en œuvre tous ces moyens. Suivant les conditions 11 et 13, les promoteurs doivent présenter des rapports confirmant qu'ils ont tenu leurs engagements. La condition 67 les oblige à réduire au minimum ou limiter les émissions atmosphériques associées au brûlage à la torche.

Nous sommes en faveur des mesures qu'Environnement Canada a proposées pour limiter les émissions de mercure, de dioxines et de furannes. La condition 12 exige que les promoteurs présentent une évaluation des techniques et pratiques qu'ils comptent appliquer afin de réduire les émissions de ce genre provenant des baraquements et des stations. Ces techniques et pratiques doivent figurer dans les plans de gestion des déchets mentionnés aux conditions 16 et 59.

6.5.3 Essais de pression

Avant la mise en service définitive, des essais de pression sont menés sur le pipeline assemblé pour vérifier dès le départ qu'il n'y a pas de fuites non décelées et qu'il est apte à soutenir la pression nominale fixée, avec une marge de sécurité appropriée. L'eau est habituellement vue comme le fluide d'essai le plus acceptable, mais, dans un climat froid, il faut y ajouter des réducteurs de point de congélation pour prévenir que le fluide ne gèle dans le pipeline ou les installations faisant l'objet de l'essai. Si l'exploitant a recours à un autre médium d'essai, comme l'air, il peut être nécessaire de tenir compte de risques supplémentaires pour la sécurité et de démontrer qu'un tel essai comporte le même degré d'exactitude qu'un essai hydrostatique.

Les promoteurs ont déclaré que les pipelines et les installations, une fois en place, seraient soumis à des essais de pression, un segment à la fois, pour en confirmer la résistance à la pression et vérifier qu'il n'y a pas de fuites, comme l'exige la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation. Les promoteurs ont envisagé les produits suivants comme médiums d'essai :

- eau chauffée;
- eau ajoutée de réducteurs de point de congélation;
- air;
- azote;
- hydrocarbures.

Les promoteurs ont indiqué qu'ils prévoient utiliser un mélange d'eau et de méthanol pour mener les essais dans le pipeline de liquides de gaz naturel et le pipeline de la vallée du Mackenzie. Le mélange d'eau et d'agents réducteurs de point de congélation pourrait être réutilisé afin de réduire au minimum les volumes de fluides requis pour les essais, quidoivent ensuite être évacués. Pour ce qui concerne les conduites de collecte amont, ils évaluent actuellement deux options : l'eau mélangée à des réducteurs de point de congélation et l'air. Ils ont indiqué que les essais à l'air sont aussi considérés comme une possibilité en raison des difficultés que suscitent les essais à l'eau, notamment le séchage du pipeline et la gestion des volumes de fluides requis pour chaque section d'essai (dont la longueur et le diamètre varient), ainsi que le coût et les facteurs temporels. Pour compenser le manque de sensibilité des essais à l'air, on a suggéré qu'il serait possible d'ajuster les volumes d'air utilisés dans chaque section et la durée d'attente. De plus, un odorisant pourrait être ajouté à l'air pour faciliter la détection des fuites mineures. En cas de fuite, le segment de pipeline identifié comme étant défectueux au moyen de l'essai serait mis à découvert et réparé, ou remplacé.

Opinion de l'Office

Selon nous, les épreuves hydrostatiques constituent la méthode d'essai à privilégier pour garantir l'intégrité d'un pipeline avant sa mise en service, tant pour des raisons de sécurité qu'à cause de leur efficacité sur le plan de la détection des fuites. Nous sommes conscients qu'il pourrait y avoir des circonstances où des essais à l'air s'imposent. La condition 57 exige de déposer le programme d'essai sous pression visé à l'article 23 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, lequel prescrit des exigences supplémentaires à l'égard des essais à l'air, s'il s'avère nécessaire d'y recourir.

6.5.4 Infrastructure de soutien

Les promoteurs ont indiqué que la construction des installations relatives au projet exigera l'aménagement d'une infrastructure de soutien complète hors de l'emprise, y compris des routes, des sites d'emprunt, des baraquements, des ouvrages d'accostage de barges et des aires de rassemblement. De nouvelles routes seraient nécessaires pour transporter les matériaux, l'équipement et le personnel entre les baraquements, les sites des installations et les chantiers de construction des pipelines. Selon les estimations des promoteurs, il faudrait aménager 60 kilomètres de routes tous temps et

820 kilomètres de routes d'hiver pour les besoins du projet. Parmi les routes d'hiver, il y aurait pour 235 kilomètres de routes de glace aménagées à la surface de rivières et de lacs. Environ 80 % des routes d'hiver seraient nécessaires pour avoir accès aux sources d'eau et aux sites d'emprunt du projet.

Les promoteurs estiment qu'il faudra 7,6 Mm^3 de matériaux d'emprunt pour réaliser le projet, lesquels seront extraits de 68 sites principaux dans le delta et la vallée du Mackenzie. Ces matériaux seront utilisés pour aménager les installations des champs, l'installation de la région d'Inuvik, les installations pipelinières et les éléments d'infrastructure, ainsi que pour remblayer les tranchées des pipelines.

Les routes d'hiver doivent être assez durables pour supporter les engins de chantier que l'on prévoit utiliser pour transporter les 7,6 Mm^3 de matériaux d'emprunt, ainsi que l'équipement et les matériaux propres au projet. Les promoteurs ont indiqué que la conception de ces routes devra répondre à des exigences semblables à celles que prévoient les normes relatives à la construction des routes d'hiver du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, mais plus rigoureuses. En ce qui concerne l'entretien des routes, les promoteurs ont indiqué qu'ils se conformeraient aux exigences imposées suivant les approbations réglementaires locales et qu'ils respecteraient d'une manière générale le guide utilisé par le ministère des Transports des Territoires du Nord-Ouest, intitulé *Environmental Guidelines for the Construction, Maintenance and Closure of Winter roads in the NWT* (lignes de conduite environnementales concernant la construction, l'entretien et la fermeture de routes d'hiver dans les Territoires du Nord-Ouest). Ils ont ajouté que les exigences relatives à l'épaisseur de glace requise pour les traverses de glace seraient conformes aux évaluations de la résistance des glaces effectuées par le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

Opinion de l'Office

L'aménagement, l'exploitation et la fermeture des routes d'hiver doivent être réglementés afin de réduire l'impact du projet à l'extérieur de l'emprise pipelinière. La sécurité est également une préoccupation puisque 235 kilomètres de routes d'hiver seront aménagés à la surface de rivières et de lacs. Le ministère territorial des Routes est bien rompu à la construction et à l'exploitation de ce genre de routes et le manuel qu'il utilise suffit à ses besoins. Or, il est probable que la plupart des travailleurs qui seront appelés à construire, exploiter, utiliser et fermer les routes d'hiver du projet, dont un bon nombre viendront de l'extérieur des Territoires du Nord-Ouest, auront peu d'expérience en la matière. Nous croyons qu'il est nécessaire de préparer un seul manuel pour le projet qui aborde à la fois les questions de sécurité et les impératifs environnementaux associés à la gestion des routes d'hiver afin de réduire au minimum les effets environnementaux hors de l'emprise et de promouvoir la sécurité. Suivant les conditions 9 et 10, les promoteurs doivent déposer un manuel sur les routes d'hiver du projet ainsi que les permis, autorisations et lettres d'avis émanant des gouvernements et des organismes de réglementation qui se rapportent à la construction, l'exploitation et la fermeture des routes d'hiver.

6.5.5 Logistique et construction dans le Nord

Logistique

Le fleuve Mackenzie serait le couloir de transport principal du projet. La plupart des matériaux nécessaires à la construction du pipeline seraient expédiés par train de régions plus au sud jusqu'à Hay River, d'où ils seraient transportés par barges vers le Nord pendant la saison estivale. La construction des pipelines aurait lieu surtout en hiver, moment où la surface du sol est assez gelée pour supporter le mouvement de véhicules. Les camions emprunteraient les routes existantes, les routes d'hiver et les nouveaux chemins aménagés pour le projet. Les équipes de construction se rendraient aux camps en avion ou hélicoptère, ce qui limiterait l'utilisation de véhicules privés. Pour mener à bien les travaux de construction, il serait nécessaire d'apporter des améliorations considérables à l'infrastructure en place et de construire de nouveaux aménagements, comme des ouvrages d'accostage de barges, des baraquements et des routes d'hiver temporaires. Certains des très gros modules de compression et de traitement destinés à l'installation de la région d'Inuvik seraient transportés par mer jusqu'à Inuvik, puis transférés à des remorques spécialisées en vue de leur transport jusqu'au site par des routes de gravier et des routes d'hiver aménagées expressément à cette fin.

Calendrier du projet

Selon leur plan de construction, les promoteurs prévoient que l'aménagement des éléments d'infrastructure, des pipelines et des installations connexes s'étalera sur quatre ans. Pour contrer d'éventuels problèmes liés à la disponibilité de main-d'œuvre et à l'augmentation des coûts, ils ont réparti les travaux relatifs à la construction des pipelines sur trois saisons d'hiver complètes.

Travaux de construction selon la saison

Premier été

- Mobiliser de l'équipement, le matériel de petits baraquements et du carburant en vue de l'aménagement initial des sites.
- Aménager des sites d'emprunt et constituer des réserves de matériaux d'emprunt.
- Commencer à aménager les sites d'accostage de barges.
- Commencer à aménager les plateformes des baraquements principaux et ceux des aires de dépôt.
- Mobiliser de l'équipement, le matériel de petits baraquements et du carburant en vue de déboiser l'emprise.
- Transporter du carburant par barge et camion en prévision des travaux de construction à venir.

Premier hiver

- Poursuivre l'aménagement des sites d'emprunt.
- Aménager les sites d'accostage de barges.
- Aménager les plateformes des baraquements principaux, des aires de dépôt et des installations.
- Commencer à mettre en place les principaux éléments d'infrastructure, dont les baraquements et les réservoirs montés sur le chantier.
- Arpenter, déboiser et, éventuellement, niveler l'emprise et les emplacements des installations.
- Mener le programme de vérification géotechnique.

Deuxième été

- Mobiliser les tubes, l'équipement, le matériel des baraquements et du carburant en prévision des principaux travaux de construction.
- Ériger des baraquements.
- Déboiser l'emprise, si c'est possible.
- Continuer d'aménager et d'exploiter les sites d'emprunt.
- Poursuivre la mise en place de l'infrastructure et des plateformes des installations.

Deuxième hiver (première saison de pose des canalisations)

- Construire des sections des pipelines (en plusieurs tronçons de construction).
- Poursuivre l'arpentage et le déboisement de l'emprise et des emplacements des installations.
- Continuer d'aménager et d'exploiter les sites d'emprunt et de mettre l'infrastructure en place, y compris les baraquements et les réservoirs montés sur le chantier.
- Poser les fondations à pieux aux sites des installations.
- Entreprendre le nettoyage post-construction de l'emprise.
- Mener le programme de vérification géotechnique.

Troisième été

- Mobiliser les tubes, l'équipement, le matériel des baraquements et du carburant en prévision des principaux travaux de construction.
- Ériger des baraquements.
- Déboiser l'emprise, si c'est possible.
- Transporter les modules préfabriqués des installations depuis Hay River.
- Poser les fondations à pieux aux sites des installations.
- Commencer à assembler les installations sur les sites et poursuivre les travaux de construction.
- Continuer d'aménager et d'exploiter les sites d'emprunt et de mettre l'infrastructure en place.

Troisième hiver (deuxième saison de pose des canalisations)

- Construire des sections des pipelines (en plusieurs tronçons de construction).
- Poursuivre l'arpentage et le déboisement de l'emprise et des emplacements des installations.
- Continuer d'aménager et d'exploiter les sites d'emprunt et de mettre l'infrastructure en place, y compris les baraquements et les réservoirs montés sur le chantier.
- Poser les fondations à pieux aux sites des installations.
- Poursuivre le nettoyage et la remise en état post-construction de l'emprise.

Quatrième été

- Mobiliser les tubes, l'équipement, le matériel des baraquements et du carburant en prévision des principaux travaux de construction.
- Ériger des baraquements.
- Déboiser l'emprise, si c'est possible.
- Transporter les modules préfabriqués des installations depuis Hay River et de l'extérieur de la région.
- Poursuivre l'assemblage des installations et les travaux de construction.
- Continuer d'aménager et d'exploiter les sites d'emprunt et de mettre l'infrastructure en place.

Quatrième hiver (troisième saison de pose des canalisations)

- Terminer l'arpentage et le déboisement de l'emprise et des emplacements des installations, selon les besoins.
- Construire des sections des pipelines (en plusieurs tronçons de construction).
- Transporter les modules des installations jusqu'aux sites plus éloignés.
- Terminer la construction des pipelines.
- Continuer d'exploiter les sites d'emprunt.
- Poursuivre la construction des installations.
- Poursuivre le nettoyage et la remise en état post-construction de l'emprise.
- Commencer à démobiliser les baraquements et l'équipement.

Cinquième été

- Terminer la construction des installations.
- Entreprendre les activités de mise en service et de démarrage des pipelines et des installations.
- Commencer la remise en état des sites d'emprunt et des emplacements des éléments d'infrastructure.
- Poursuivre le nettoyage et la remise en état post-construction de l'emprise.
- Continuer de démobiliser les baraquements et l'équipement.

Cinquième hiver

- Terminer les activités de démarrage et de mise en service.
- Procéder au démarrage des installations et des pipelines et commencer à les exploiter (T4 2018).
- Poursuivre le nettoyage et la remise en état post-construction de l'emprise.
- Continuer de démobiliser les baraquements et l'équipement.

Sixième été

- Terminer le nettoyage et la remise en état post-construction de l'emprise.
- Terminer la remise en état des emplacements des éléments d'infrastructure non requis pour l'exploitation.
- Terminer la démobilisation.

Sécurité pendant la construction

Des projets de construction pipelinière ont été réalisés avec succès par le passé dans des conditions hivernales semblables à celles qui prévaudraient dans la zone d'implantation du projet. Pour garantir que le projet gazier Mackenzie soit également couronné de succès, les promoteurs ont incorporé les mesures d'atténuation suivantes dans la planification des travaux de construction :

- fournir des abris pour le personnel exécutant les travaux de soudage, les forages directionnels à l'horizontale et les essais de pression;
- utiliser des brûleurs à résistance électrique et au gaz propane comme source de chaleur pour le préchauffage, la passe intermédiaire et le postchauffage lors des travaux de soudage ainsi que pour l'application en chantier du revêtement des joints de soudure;
- équiper tous les engins de construction en fonction des exigences de service dans l'environnement arctique;
- doter les systèmes de refroidissement et de lubrification de dispositifs de chauffage pour permettre d'arrêter les machines pendant de longues périodes;
- mettre au point des critères d'arrêt des travaux;
- dimensionner les équipes et le matériel de telle sorte que le travail puisse se poursuivre pendant les pauses de réchauffement.

Selon les plans de travail des promoteurs, les équipes de construction seraient à l'œuvre sept jours par semaine, 12 heures par jour. Certaines activités comme les forages directionnels et le creusement de tranchées pourraient se dérouler 24 heures sur 24. Les promoteurs estimaient que de 15 à 20 % des jours ouvrables prévus pourraient être des jours de mauvais temps, peu ou pas productifs.

Les promoteurs ont déclaré que fournir un milieu de travail sain, exempt d'incidents et d'accidents, constitue une des grandes priorités du projet et que peu importe la situation de l'offre et de la demande de main-d'œuvre, les entrepreneurs participant aux travaux de construction seront tenus de respecter les exigences de sécurité. Ils ont précisé que les travailleurs devront suivre une formation en sécurité avant d'être affectés à un chantier et qu'une formation complémentaire touchant la sécurité leur serait fournie, avant et pendant la construction, pour garantir qu'ils possèdent les qualifications requises dans ce domaine.

Les promoteurs ont indiqué que pour garantir la sécurité des ouvriers dans des conditions nordiques, chaque travailleur serait muni d'un équipement de protection individuel adapté à la tâche qui lui est assignée. Cet équipement inclurait normalement un parka arctique à capuchon, une combinaison isolante, des mitaines en cuir doublées, des bottes de travail isolantes convenant pour l'Arctique, un casque de protection et un protecteur facial. Les promoteurs ont précisé qu'il y aurait des autobus de transport pour les équipes et des abris d'urgence équipés de chaufferettes afin que les travailleurs puissent prendre des pauses de réchauffement si les conditions ambiantes l'exigent.

Opinion de l'Office

Suivant les conditions 3, 4, 7, 8, 9, 10, 15, 16, 19, 20, 21, 29 à 36, 39, 42, 49 et 56, les promoteurs doivent construire les installations liées au projet gazier Mackenzie en tenant dûment compte des impératifs de sécurité, de la protection de l'environnement et des difficultés logistiques et d'ordonnancement propres à la réalisation d'un projet dans le Nord. Certaines des conditions précitées sont examinées plus en détail ailleurs dans ce volume. La mise en œuvre des conditions pendant la construction du projet favorisera la sécurité des travailleurs, protégera le milieu naturel et aidera à respecter le calendrier du projet.

Les conditions précitées portent sur le dépôt des éléments suivants :

- les plans de protection de l'environnement (PPE) et les cartes-tracés environnementales correspondantes;
- un plan de gestion des déchets;
- un plan d'intervention en cas d'urgence;
- un manuel de sécurité pendant la construction;
- des calendriers de construction;
- un manuel portant sur la construction, l'exploitation, l'entretien et la fermeture des routes d'hiver;
- les permis, autorisations et lettres d'avis émanant de ministères fédéraux, du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ou d'organismes de réglementation locaux;
- des précisions sur l'organisation du projet chez le promoteur;
- les cartes-tracés techniques;
- un manuel des modifications de chantier apportées à la conception des pentes;
- les plans de gestion des ressources patrimoniales;
- les plans de gestion de la faune;
- le programme de surveillance de la qualité de l'air;
- des rapports d'étape sur l'avancement du projet.

De plus, les promoteurs devront fournir un soutien logistique aux membres du personnel de l'Office qui inspectent les travaux de construction et de remise en état.

Le saviez-vous?

Programme de gestion de l'intégrité

Un programme de gestion de l'intégrité est une démarche orientée vers le futur qui englobe ordinairement les outils, techniques et stratégies nécessaires pour garantir la sécurité et la fiabilité d'un pipeline et son exploitation en harmonie avec l'environnement. Le système de gestion connexe définit la portée du programme, les axes organisationnels de responsabilité, la formation du personnel et les exigences en matière de qualification, les méthodes de gestion du changement et le suivi du programme. Le programme de gestion de l'intégrité doit comprendre un système de gestion des dossiers pour permettre d'accéder rapidement à d'importants renseignements sur l'intégrité. De plus, le programme comprend habituellement la détermination des risques et la surveillance de l'état du pipeline à l'aide de moyens comme les outils d'inspection interne (racleurs), ainsi que des mécanismes d'atténuation afin de remédier aux problèmes d'intégrité relevés. La surveillance de la déformation du pipeline, de la corrosion et des risques géotechniques s'inscrit également dans la portée d'un programme de gestion de l'intégrité.

6.6 Plans préliminaires de surveillance et de contrôle de l'intégrité

Les promoteurs ont exposé leurs plans préliminaires de surveillance et de contrôle, et indiqué la fréquence proposée des inspections. Ces renseignements sont présentés dans le tableau 6-5.

Les promoteurs ont soutenu que les déformations résultant du soulèvement dû au gel et du tassement dû au dégel s'accumulent pendant plusieurs années avant de s'approcher d'un niveau de déformation critique. À l'étape de l'exploitation, ils devront surveiller les déformations au moyen d'inspections internes afin d'entreprendre les travaux d'entretien voulus avant que les états limites de déformation soient atteints. Par conséquent, il est particulièrement important de concevoir pour le projet un ou plusieurs outils d'inspection interne aptes à déceler une accumulation de déformations dans les pipelines du projet gazier Mackenzie et à fonctionner dans les conditions d'exploitation prévues. En outre, il sera aussi important de faire un levé détaillé de l'état de base des conduites, telles qu'elles ont été construites, afin de pouvoir mesurer les déformations qui se développent après la construction. Les promoteurs ont indiqué qu'ils effectueraient un levé de l'état de base des tubes pendant la construction, au lieu de passer un outil d'inspection immédiatement après la mise en service du pipeline.

Les promoteurs ont évalué les paramètres d'exploitation des pipelines, notamment la température, la pression, la rapidité du flux, la composition du fluide et l'écoulement multiphasique, par rapport aux capacités de service des outils d'inspection interne actuellement disponibles et ont découvert des facteurs qui limiteraient la capacité d'inspecter les pipelines du projet. Le problème le plus épineux tient aux faibles températures d'exploitation, mais les pressions d'exploitation élevées et la grande longueur des tronçons à inspecter pourraient aussi limiter l'efficacité de certains outils. Les outils d'inspection interne sont plus performants à l'intérieur de certaines plages de vitesse. Ceci soulève la difficulté de contrôler la rapidité du flux de façon à causer le moins d'effets possibles sur le débit tout en permettant une inspection exacte du pipeline. Les promoteurs estimaient que, même si les contraintes d'exploitation soulèveraient des défis pour les fournisseurs d'outils d'inspection interne, ceux-ci ne sont pas tellement différents d'autres défis qu'on a pu relever par le passé moyennant un préavis adéquat et un effort de planification suffisant.

Comme les pipelines passeront environ deux ans dans le sol avant leur mise en service et que leur surveillance au moyen d'outils d'inspection interne ne peut débuter qu'au cours de la première année d'exploitation, Affaires indiennes et du Nord Canada a proposé d'exiger que les promoteurs effectuent un levé des pipelines après leur mise en fouille pour en déterminer la position précise avant le remplissage. Le ministère a suggéré que les pipelines soient soumis à deux passages d'inspection interne pendant la première année d'exploitation, et que la fréquence des inspections subséquentes soit déterminée en fonction des résultats des premières et selon les directives de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'au moins une inspection soit effectuée par année.

La Commission d'examen conjoint a recommandé que l'Office oblige les promoteurs à exécuter un plan de surveillance des effets qui englobe, outre la surveillance de l'intégrité des pipelines, le suivi des paramètres associés au pergélisol, au relief et aux facteurs géotechniques qui sont pertinents dans l'évaluation des effets de la formation de bulbes de gel et de dégel.

Tableau 6-5

Plans préliminaires de surveillance et de contrôle

Mécanisme	Choix préliminaire de méthodes de surveillance	Indice	Fréquence proposée de surveillance
Soulèvement dû au gel	Inspection interne (II) des courbures	Accumulation de déformations	L'état de base correspond au levé de la conduite, telle qu'elle a été construite. Des passages d'inspection interne seront effectués annuellement pendant les trois premières années d'exploitation. La fréquence des passages subséquents sera fonction de l'accumulation prévue de déformations.
	Méthodes de télédétection	Déformation du sol	Trimestrielle, aux sites définis
Tassement dû au dégel	Outils inertiels d'II	Accumulation de déformations	L'état de base correspond au levé de la conduite, telle qu'elle a été construite. Des passages d'inspection interne seront effectués annuellement pendant les trois premières années d'exploitation. La fréquence des passages subséquents sera fonction de l'accumulation prévue de déformations.
	Patrouilles aériennes	Déformation du sol	Mensuelle
	Méthodes de télédétection	Déformation du sol	Trimestrielle, aux sites définis
Déplacement par soulèvement	Outils inertiels d'II	Accumulation de déformations	L'état de base correspond au levé de la conduite, telle qu'elle a été construite. Des passages d'inspection interne seront effectués annuellement pendant les trois premières années d'exploitation. La fréquence des passages subséquents sera fonction des tend nces dégagées des inspections internes.
	Patrouilles aériennes	Déformation du sol	Mensuelle
Instabilité des pentes	Outils inertiels d'II	Accumulation de déformations	L'état de base correspond au levé de la conduite, telle qu'elle a été construite. Des passages d'inspection interne seront effectués annuellement pendant les trois premières années d'exploitation. La fréquence des passages subséquents sera fonction de l'accumulation prévue de déformations.
	Patrouilles aériennes	Déformation du sol	Mensuelle
	Surveillance des pentes au moyen d'inclinomètres, de thermistances et de piézomètres	Déformation du sol	Selon les besoins
	Télédétection	Déformation du sol	Trimestrielle, aux sites définis
Formation de bulbes de gel – franchissements	Patrouilles aériennes	Glaçage	Mensuelle
Formation de bulbes de gel – en général	Patrouilles aériennes	Obstruction du drainage	Mensuelle
Flottabilité	Patrouilles aériennes	Perte de couverture	Mensuelle
Affouillement latéral du lit fluvial	Patrouilles aériennes	Perte de couverture	Mensuelle
Affouillement vertical du lit fluvial	Levé réalisé par un plongeur	Perte de couverture	Selon les besoins
Comportement de l'emprise	Patrouilles aériennes	Drainage et érosion	Mensuelle
Corrosion	Détection de fuite de flux magnétique ou II par ultrasons	Perte de métal	Premiers passages dans les 5e et 7e années d'exploitation. La fréquence des passages subséquents sera fonction des tendances dégagées des inspections internes.
	Fouilles	Fissuration	Selon les besoins
Dommages par des tiers	Patrouilles aériennes	Empiètement sur l'emprise	Mensuelle
Activité sismique	Patrouilles aériennes	Mouvement des pentes	Mensuelle
		Perte d'appui	

Opinion de l'Office

Vu l'importance que la surveillance de la déformation revêt dans la conception actuelle des pipelines, nous avons établi la condition 60 pour faire en sorte que les promoteurs disposent des outils d'inspection interne requis pour inspecter les pipelines pendant l'exploitation.

Nous convenons avec Affaires indiennes et du Nord Canada qu'il importe d'établir l'état de base des pipelines, à titre de référence, aux fins des futures inspections internes visant à en vérifier la position. La condition 70 exige que les promoteurs effectuent des levés de la position des pipelines après leur mise en fouille. Nous ne sommes pas convaincus du bien-fondé de la suggestion d'Affaires indiennes et du Nord Canada voulant qu'on effectue deux passages d'inspection interne durant la première année, vu que les pipelines passeront deux saisons sous terre avant leur mise en service. Toutefois, nous croyons qu'il est utile d'exiger qu'une inspection interne à haute résolution soit effectuée dans le mois suivant la mise en service afin de déterminer la position exacte des pipelines. Suivant la condition 70, les promoteurs doivent suivre les effets thermiques et géotechniques exercés sur le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie, notamment l'affaissement dû au dégel, le soulèvement dû au gel et la stabilité des pentes, au moyen d'inspections internes utilisant la technologie inertielle; ces inspections doivent avoir lieu dans le mois suivant la mise en service et de façon annuelle par la suite.

La condition 39 porte sur la conception d'un programme de surveillance des effets. Nous y précisons que la portée du programme, ses objectifs, les méthodes et la fréquence de surveillance ainsi que les critères de sélection des emplacements de l'instrumentation doivent être déterminés avant le début de la pose des canalisations pour permettre de choisir rapidement les sites à contrôler, de recueillir des données détaillées sur les perturbations antérieures et les conditions d'exploitation du pipeline, et de mettre l'instrumentation en place le plus tôt possible.

Pour faciliter la surveillance des effets et l'application de mesures de gestion adaptative pendant l'exploitation, nous avons établi les conditions 66 et 68 à 72 selon lesquelles les promoteurs doivent présenter des renseignements sur les pentes conformes à l'exécution, des rapports environnementaux post-construction, des diagraphies des parois des tranchées de même que les données sur l'écoulement fluvial, l'épaisseur des glaces et les températures au sol qui ont été utilisées au cours de la planification et de la conception du projet. La condition 37, qui exige le dépôt des renseignements dégagés du programme de vérification géotechnique, et la condition 45, exigeant que les promoteurs présentent leurs évaluations des géorisques, contribueraient aussi à alimenter le programme de surveillance des effets. Suivant sa pratique habituelle, l'Office mettra ces renseignements à la disposition du public par le truchement de son dépôt central de documents de réglementation.

6.7 Intervention en cas d'urgence

Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* oblige les sociétés pipelinières à mettre au point un manuel des mesures d'urgence, à le réexaminer périodiquement et à l'actualiser au besoin. La société doit prendre tous les moyens raisonnables pour faire connaître les méthodes et les procédures à suivre à toutes les personnes susceptibles d'être appelées à intervenir si une situation d'urgence survenait sur le pipeline et pour mettre à leur disposition des renseignements pertinents concordant avec ceux qui sont contenus dans son manuel des mesures d'urgence. De plus, la société doit instaurer un programme d'éducation permanente à l'intention des services de police et d'incendie, des installations de santé, des autres agences et organismes compétents ainsi que des membres du grand public qui habitent près du pipeline pour les informer de l'emplacement du pipeline, des situations d'urgence possibles pouvant mettre en cause le pipeline et des mesures de sécurité à prendre en cas d'urgence.

La Commission d'examen conjoint a recommandé que l'Office demande aux promoteurs de présenter, avant le début des travaux de construction et dans le cadre de leur plan de protection civile et d'intervention visant tous les modes de transport associés au projet gazier Mackenzie, une évaluation de la possibilité d'établir des équipes locales d'intervention en cas de déversement. Cette évaluation ferait état de leur volonté d'établir une telle capacité locale d'intervention et examinerait les opportunités et les contraintes associées à la formation d'équipes locales pour intervenir en cas de déversement.

Opinion de l'Office

La capacité d'intervenir en toute sécurité s'il se produit une urgence liée au transport ou un déversement suppose de la coordination, de la formation, la connaissance des produits en cause, ainsi que la disponibilité d'équipements de protection individuelle appropriés et d'un matériel de lutte contre les déversements.

Pour garantir la sécurité des travailleurs et du public et la protection de l'environnement pendant la construction, la condition 4 exige que les promoteurs présentent un plan d'intervention en cas d'urgence au moins 60 jours avant le début des activités pré-construction. Pendant la construction, les promoteurs et leurs entrepreneurs seront sur place si un incident se produisait sur l'emprise, sur une route d'hiver du projet ou dans un baraquement, et ils devront disposer des ressources nécessaires pour intervenir convenablement. Par conséquent, nous avons décidé qu'il n'est pas nécessaire de constituer des équipes locales d'intervention d'urgence à l'étape de la construction du projet.

Pour faire en sorte que les promoteurs soient prêts à intervenir en cas d'urgence dès le premier jour d'exploitation, la condition 61 exige qu'ils présentent un manuel des mesures d'urgence au moins 30 jours avant la mise en service. Nous croyons que les collectivités locales pourraient prêter secours si une urgence pipelinière survenait pendant l'exploitation car elles se trouveraient vraisemblablement le plus près du lieu de l'incident. La condition 61 exige que les promoteurs évaluent les perspectives d'établir des équipes locales d'intervention en cas de déversement ainsi que les opportunités et les contraintes connexes, et qu'ils fassent état de leur engagement de travailler de concert avec les collectivités locales pour mettre en place et entretenir une capacité communautaire d'intervention. La condition 62 exige des promoteurs qu'ils confirment qu'ils ont mené un exercice d'intervention en cas d'urgence pour évaluer l'efficacité de leurs plans d'intervention avant le début de l'exploitation.

Les situations d'urgence qui surviennent sur les routes territoriales, les routes d'hiver et le fleuve Mackenzie sont la responsabilité des ministères gouvernementaux. Il leur incombera de répondre aux besoins en formation et en équipement liés aux mesures d'intervention à ces endroits.

6.8 Autres exigences propres au réseau de collecte Mackenzie

Opinion de l'Office

Nous sommes d'avis que les exigences établies à l'égard du réseau de collecte Mackenzie, réglementé aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, devraient être compatibles avec celles qui gouvernent le pipeline de la vallée du Mackenzie, qui relève de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. En ce qui touche le réseau de collecte Mackenzie, la condition 77 exige que les promoteurs se conforment au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement* et au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, parties I et II*, ainsi qu'à toutes les modifications successives de ces règlements. De la même façon, la condition 78 exige qu'ils soumettent à l'approbation de l'Office les renseignements mentionnés dans le *Guide de dépôt* de l'Office national de l'énergie (2004) relativement à la mise en service d'un pipeline à des fins d'exploitation.

D'autres exigences qui découlent de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* s'appliquent au réseau de collecte Mackenzie.

La condition 76 exige que les promoteurs déposent, avant le début des activités pré-construction, une garantie de solvabilité de 25 000 000 $, sous une forme jugée acceptable par l'Office, en application du *Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz* et du paragraphe 27(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Cette garantie demeurera en place jusqu'au moment où toutes les installations cessent d'être exploitées, en conformité avec les exigences de l'Office.

La condition 79 prescrit que l'approbation du réseau de collecte Mackenzie aux termes de l'alinéa 5(1)b) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* est subordonnée à l'obtention, de la part du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, d'un avis confirmant que les promoteurs se sont acquittés de façon satisfaisante des exigences relatives au plan de retombées économiques, visé à l'article 5.2 de cette même loi.

La condition 80 exige que les promoteurs, avant le début des activités pré-construction, fournissent à l'Office, en la forme fixée par celui-ci, la déclaration visée au paragraphe 5.11(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

La condition 81 exige que les promoteurs, conformément au paragraphe 5.12(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, fournissent à l'Office tout certificat nécessaire, en la forme fixée par celui-ci, avant d'entreprendre l'activité visée par le certificat.

Chapitre 7
Faisabilité économique

7.1 Le caractère d'utilité publique du projet

L'Office national de l'énergie doit être convaincu du caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, de toute installation qu'il approuve suivant l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Afin d'établir ce fait, l'Office examine la faisabilité économique du projet, c'est-à-dire la probabilité que les installations seront utilisées à un niveau raisonnable au cours de leur durée de vie économique et que les droits liés à la demande seront acquittés.

L'Office tient compte des critères suivants pour jauger la faisabilité économique d'installations construites sous le régime de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* :

- l'existence de marchés pour absorber le gaz transporté par le pipeline (achètera-t-on le gaz?)
- l'existence d'une capacité pipelinière en aval (y aura-t-il une capacité pipelinière suffisante pour acheminer le gaz du point d'aboutissement du pipeline de la vallée du Mackenzie jusqu'aux marchés de consommation?)
- l'approvisionnement en gaz à long terme pour alimenter le pipeline (y a-t-il assez de gaz à transporter?)
- les engagements contractuels sous-tendant le projet (la composante des frais fixes des droits pipeliniers sera-t-elle payée?)
- la capacité de financer le projet (le pipeline trouvera-t-il des investisseurs?)

7.2 Contexte économique

L'historique de la mise en valeur des vastes gisements de gaz naturel enfouis sous le delta du Mackenzie est tout à fait particulier. Les ressources en hydrocarbures ont été découvertes au début des années 1970, moment où les cours du gaz naturel n'étaient pas assez élevés pour justifier l'aménagement d'une infrastructure pipelinière coûteuse. La croissance de la consommation de gaz naturel conjuguée au recul de la production de sources classiques en Amérique du Nord a incité les producteurs en quête d'hydrocarbures à revenir dans la vallée du Mackenzie. Une faible quantité de gaz est actuellement produite dans le delta du Mackenzie pour consommation locale, mais les producteurs auront besoin d'avoir accès aux marchés plus vastes du sud du Canada et des 48 États américains du sud pour être en mesure de soutenir l'effort de développement considérable que représente la mise en valeur de ces ressources. Le projet gazier Mackenzie permettrait aux producteurs du Nord d'avoir accès au réseau pipelinier et aux marchés nord-américains.

Le projet gazier Mackenzie présente les caractéristiques suivantes :

- il serait possédé et exploité principalement par les producteurs;
- il ouvrirait l'accès à un bassin d'approvisionnement à peine exploité antérieurement;
- il est situé à une grande distance des marchés du gaz naturel et de l'infrastructure de transport existante;
- il se déroulerait dans un milieu écologiquement unique et fragile.

La taille du projet doit atteindre un seuil minimum, sinon le coût à payer pour acheminer le gaz au marché pourrait être bien supérieur à sa valeur. En raison des importantes économies d'échelle, il serait plus efficace que le transport soit assuré par une entreprise exploitant un seul gros pipeline, plutôt que par différentes sociétés concurrentes exploitant de petits pipelines distincts.

Dans les circonstances, il importe que la capacité des installations soit adaptée à l'approvisionnement disponible, que les coûts d'expédition du gaz soient justes et que le pipeline soit accessible à toutes les parties. Ainsi, du point de vue de l'évaluation du projet, l'Office doit trancher deux questions économiques essentielles :

1. Le projet est-il économiquement faisable?
   - Les installations, telles qu'elles sont proposées, conviennent-elles dans les circonstances?
   - Quel est l'approvisionnement disponible?
   - Est-ce que la demande est suffisante?
   - Le projet peut-il être financé?
   - Le coût en sera-t-il payé?
2. Les droits et services proposés (c'est-à-dire les modalités d'expédition) sont-ils justes et raisonnables?
   - D'autres parties jouiront-elles d'un accès équitable aux installations dans le futur?
   - Les installations seront-elles exploitées suivant un régime de « libre accès » de sorte que tout producteur satisfaisant aux exigences du tarif puisse utiliser le pipeline?

La première question est examinée dans le présent chapitre, et la deuxième au chapitre 8.

7.3 Approvisionnement

Pour beaucoup de nouveaux gazoducs, le défi principal est d'assurer qu'il y aura un approvisionnement en gaz naturel suffisant pour alimenter le pipeline pendant toute sa durée économique. Or, la question dont on s'est surtout préoccupé dans la présente instance est celle de savoir si la taille des installations proposées sera suffisante pour transporter les approvisionnements actuels et futurs. L'estimation des volumes à transporter est pleine d'incertitude et doit tenir compte des aspects suivants :

- l'incertitude intrinsèque des estimations des ressources, découvertes et non découvertes;
- le moment où surviendra la mise en valeur des ressources;
- la question de savoir si les ressources seront assez importantes pour qu'il soit économique de les raccorder.

La figure 7-1 montre les ressources en gaz naturel dans la région.

Les promoteurs ont posé pour hypothèse que trois ans après la mise en production des champs de développement de Niglintgak, Parsons Lake et Taglu, d'autres producteurs commenceront à exploiter le reste des champs terrestres découverts dans le delta du Mackenzie ainsi que les gisements de la région des collines Colville. Ils en ont conclu que les ressources gazières seraient suffisantes pour remplir un pipeline d'une capacité de 34 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) pendant

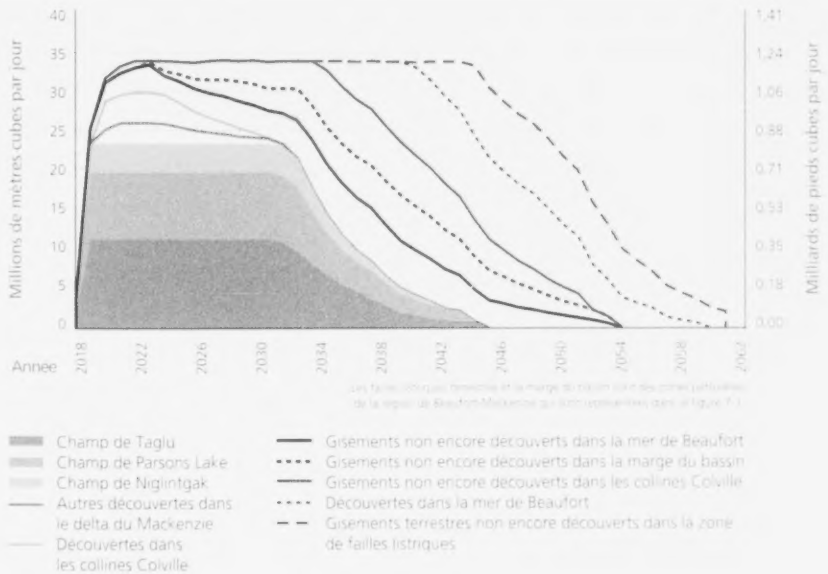


Figure 7-1

Ressources en gaz naturel

Tableau 7-1

Comparaison des prévisions sur l'approvisionnement en gaz naturel

		Étude sur l'approvisionnement de GLJ, produite pour les promoteurs *Volumes de gaz marchand*		**Étude sur l'approvisionnement de Sproule, produite pour le Mackenzie Explorer Group** *Volumes de gaz marchand*	
Catégorie de ressources	**Zone**	**Mesure métrique** *(Gm^3)*	**Mesure impériale** *(Gpi^3)*	**Mesure métrique** *(Gm^3)*	**Mesure impériale** *(Gpi^3)*
Découvertes	Champs de développement	161,3	5 694	161,3	5 694
	Gisements terrestres – non d'ancrage	7,7	272	21,9	772
	Gisements extracôtiers en eau peu profonde (</= 100 m)	64,4	2 275	57,5	2 028
	Gisements extracôtiers en eau profonde (> 100 m)	0,0	0	0,0	0
	Collines Colville	10,7	379	15,2	537
	Total – Ressources découvertes	244,1	8 620	255,9	9 031
Non découverte	Gisements terrestres	86,9	3 069	226,4	7 993
	Gisements extracôtiers en eau peu profonde	47,6	1 679	198,6	7 010
	Gisements extracôtiers en eau profonde	0,0	0	256,0	9 036
	Collines Colville	45,3	1 599	71,3	2517
	Total – Ressources non découvertes	179,8	6 347	752,3	26 556

une période de 25 ans, moyennant un rythme d'exploration et de mise en valeur raisonnable. La capacité nominale du pipeline de la vallée du Mackenzie, tel qu'il est proposé dans la demande, est de 27,3 Mm^3/j (964 Mpi^3/j) avec une station de compression et 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) avec trois stations de compression, et peut être portée à 49,8 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j) lorsque 14 stations de compression sont en marche.

Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. a réalisé une étude de l'approvisionnement gazier pour le compte des promoteurs (étude sur l'approvisionnement de GLJ), et Sproule Associates Limited a préparé l'étude sur le gaz soumise par e Mackenzie Explorer Group (étude sur l'approvisionnement de Sproule). Les estimations des ressources découvertes diffèrent légèrement entre les deux études, mais celles des ressources non encore découvertes de la vallée du Mackenzie et de la région des collines Colville présentent des différences très marquées (voir le tableau 7-1).

Les deux études confirmaient l'hypothèse qu'il y aurait suffisamment de ressources pour alimenter pleinement un pipeline d'une capacité de 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) pendant toute sa vie économique.

La figure 7-2 présente les prévisions relatives à la capacité productive des promoteurs et du Mackenzie Explorer Group, ainsi que le profil proposé des contrats pour une capacité pipelinière de 27,3 Mm^3/j (964 Mpi^3/j), de 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) et de 49,8 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j).

L'étude sur l'approvisionnement de Sproule a examiné des scénarios dans lesquels des pipelines de différents diamètres resteraient pleins pendant une période de 20 ans. Les auteurs ont conclu que des ressources suffisantes pour soutenir la construction d'un pipeline de 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) ou d'un pipeline plus gros de 49,8 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j) pourraient vraisemblablement être mises en valeur à l'avenir. Par exemple, il y a une probabilité de 75 % qu'un pipeline d'une capacité de 62,3 Mm^3/j (2,2 Gpi^3/j) serait utilisé pleinement pendant 20 ans.

Compte tenu des résultats de l'étude sur l'approvisionnement de Sproule, le Mackenzie Explorer Group acceptait la conception du pipeline de la vallée du Mackenzie parce que sa capacité pouvait être portée à 49,8 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j) par l'ajout de compression. Il prévoit que la demande d'espace sur le gazoduc augmentera considérablement à mesure que les travaux d'exploration et de mise en valeur s'intensifieront dans le bassin. Il était également satisfait du diamètre du pipeline de liquides, faisant partie du réseau de collecte

Figure 7-2

Prévisions de la capacité

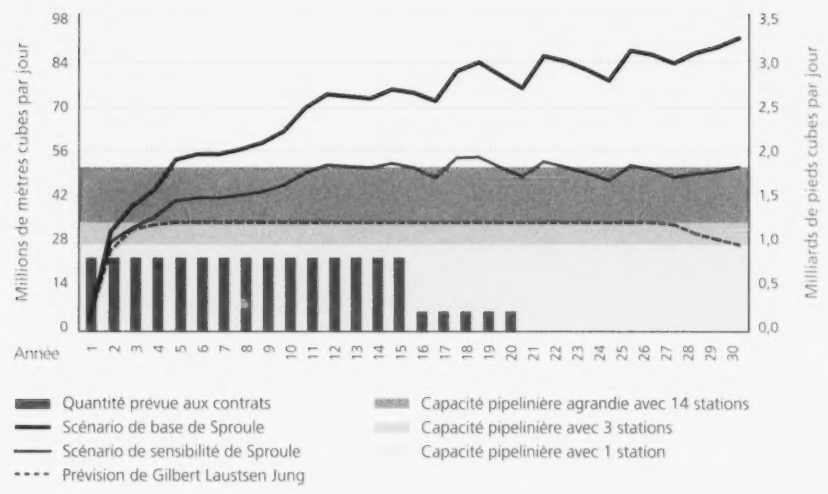
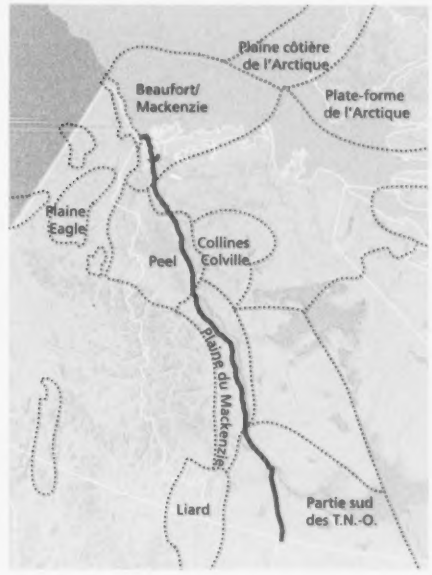


Figure 7-3

Bassins et sous-bassins d'approvisionnement



Mackenzie, qui relierait Inuvik à Norman Wells.

Le gaz naturel expédié du delta du Mackenzie vers les marchés du sud aurait à transiter par le réseau de collecte Mackenzie avant d'emprunter le pipeline de la vallée du Mackenzie. Le Mackenzie Explorer Group a fait valoir que le réseau de collecte Mackenzie ne pourrait pas être agrandi au nord d'Inuvik dans la même mesure que les autres éléments du projet gazier Mackenzie. Une analyse de la conception qui conviendrait pour les installations du réseau de collecte Mackenzie est présentée à la section 6.3.4.

Le gouvernement du Yukon a également produit une étude sur l'approvisionnement en gaz qui était centrée sur la région de la plaine Eagle au Yukon (voir la figure 7-3), soit l'étude sur l'approvisionnement de la Commission géologique du Canada (CGC). Selon cette étude, la production des ressources de la région de la plaine Eagle n'est pas rentable actuellement, mais elle pourrait le devenir si les prix du gaz étaient assez élevés et s'il y avait un accès par pipeline jusqu'aux marchés. Le tableau 7-2 compare les estimations des ressources utilisées dans les études sur l'approvisionnement de GLJ et de la CGC à l'égard de la région de la plaine Eagle.

Tableau 7-2

Estimations des ressources du bassin de la plaine Eagle

	Découvertes *Gm^3 (Gpi^3)*	**Estimations des ressources potentielles** *Gm^3 (Gpi^3)*		
Étude sur l'approvisionnement de GLJ	**2,37 (83,7)**	**(P_{90}) 10,8 (382)**	**(P_{50}) 21,3 (751)**	**(P_{10}) 39,7 (1 401)**
Étude sur l'approvisionnement de la CGC	**2,37 (83,7)**	**(P_{95}) 67,4 (2379)**	**(P_{50}) 152,7 (5 392)**	**(P_{05}) 339,8 (12 000)**

D'après le dossier

Scénarios de l'offre et de la demande sur le marché

Les promoteurs ont présenté l'étude intitulée Mackenzie Valley Pipeline Market Demand, Supply and Infrastructure Analysis Final Report (analyse de la demande, de l'offre et de l'infrastructure associées au pipeline de la vallée du Mackenzie – rapport final), réalisée par Navigant Consulting, Inc. et Energy and Environmental Analysis, Inc. (étude de Navigant). Quatre scénarios ont été examinés dans cette analyse :

- le scénario de référence – qui examinait l'incidence de la livraison sur le marché, d'ici la fin de 2009, de 34 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) de gaz venant de la région du delta du Mackenzie;
- le scénario d'expansion du Mackenzie – qui étudiait l'impact de l'augmentation à 42,5 Mm^3/j (1,5 Gpi^3/j) en 2015 et à 51 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j) en 2020 de la production de gaz dans le delta du Mackenzie;
- le scénario du ralentissement économique nord-américain – qui traitait de l'impact sur les marchés gaziers d'un ralentissement de l'économie nord-américaine;
- le scénario de l'implantation du gazoduc de l'Alaska – qui examinait l'incidence de l'arrivée du gaz de l'Alaska, dont le volume pourrait atteindre jusqu'à 113,3 Mm^3/j (4 Gpi^3/j) en 2014.

Voici les conclusions de l'étude de Navigant :

- Dans tous les scénarios, il existe un marché suffisant pour absorber les approvisionnements en gaz amenés par le projet gazier Mackenzie.
- Sous réserve d'un léger agrandissement du réseau de NOVA Gas Transmission Ltd, il y aurait une capacité d'acheminement suffisante sur le réseau de NOVA et d'autres gazoducs partant de l'Alberta, sauf dans le scénario de l'Alaska. Selon ce scénario, il faudrait ajouter une capacité à l'exportation de 85 Mm^3/j (3 Gpi^3/j).

7.4 Marchés et demande

Une évaluation des marchés du gaz naturel examine toujours deux aspects. Le premier est de savoir si la demande est suffisante pour écouler le gaz qui serait transporté grâce au projet. Le deuxième aspect a trait à l'espace disponible sur les pipelines de raccordement en aval pour recevoir le gaz et l'acheminer jusqu'aux marchés.

Dans le cadre de leur preuve initiale, les promoteurs ont présenté l'étude intitulée *Mackenzie Valley Pipeline Market Demand, Supply and Infrastructure Analysis Final Report* (analyse de la demande, de l'offre et de l'infrastructure associées au pipeline de la vallée du Mackenzie – rapport final), en date du 13 avril 2004, réalisée par Navigant Consulting, Inc. et Energy and Environmental Analysis, Inc. (étude de Navigant). Cette étude évaluait, d'après quatre scénarios, la capacité à long terme du marché d'absorber le gaz naturel provenant de la vallée du Mackenzie.

L'étude de Navigant était centrée sur les régions de marché qui sont raccordées par gazoduc au bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et examinait la consommation projetée au cours de la période de 2010 à 2030, laquelle, au moment où l'étude a été réalisée, était censée concorder avec les 20 premières années d'exploitation du pipeline de la vallée du Mackenzie. Les prévisions laissaient entrevoir une forte croissance de la demande de gaz au Canada (surtout en Alberta) et aux États-Unis pour la production d'énergie électrique, la consommation résidentielle et commerciale, ainsi que le développement industriel et des ressources. Par contre, l'étude ne prévoyait qu'une croissance modeste de la production de gaz au Canada et aux États-Unis, et laissait entendre que, pour répondre à la demande croissante de gaz, il faudrait que l'effort de production au cours des 20 prochaines années se tourne résolument vers des bassins de ressources encore inexploités. Ainsi, d'après les conclusions de l'étude, les marchés auraient besoin des 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) d'approvisionnements en gaz qui seraient transportés via le pipeline de la vallée du Mackenzie.

En dépit de l'augmentation des coûts en capital et des coûts de service qu'ils avaient déposée au printemps 2007, les promoteurs estimaient toujours que le gaz naturel acheminé par le projet trouverait des marchés suffisants et que les ressources gazières du delta du Mackenzie seraient nécessaires pour compenser le fléchissement attendu de la production de gaz de sources classiques.

Le Mackenzie Explorer Group a souligné que les prévisions comportent une part d'incertitude. Néanmoins, les conclusions favorables qui se dégagent de tous les scénarios de sensibilité étudiés indiquent que le « risque de marché » ne serait pas un facteur important dans le cas du projet gazier Mackenzie.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a soutenu que les réserves du bassin du Mackenzie représentent des ressources à long terme et que, au fil du temps, elles trouveront des débouchés dans des marchés fort divers. À son avis, le projet gazier Mackenzie devrait fournir l'accès le plus large possible au marché nord-américain et il faudrait permettre aux forces du marché de décider de l'utilisation des réserves par la suite.

En mars 2010, les promoteurs ont déposé une mise à jour des prévisions sur l'offre et les marchés nord-américains du gaz naturel sous la forme d'un rapport établi par le cabinet Angevine Economic Consulting Ltd. (le rapport

Angevine), intitulé *An Updated Natural Gas Market Demand and Supply Analysis for Canada and the U.S. Lower 48 States* (analyse à jour de l'offre et de la demande sur le marché du gaz naturel au Canada et dans les 48 États américains du sud). L'auteur du rapport Angevine était également coauteur de l'étude de Navigant. L'analyse de modélisation du gaz présentée dans le rapport Angevine avait été réalisée par la firme ICF International, qui a acheté Energy and Environmental Analysis Inc. en 2007. Le rapport Angevine constate que, malgré la hausse de la production de gaz de schiste, la demande sur le marché nord-américain demeure suffisante pour absorber des approvisionnements gaziers supplémentaires venant de projets réalisés dans le Nord et peut soutenir la construction du pipeline de la vallée du Mackenzie.

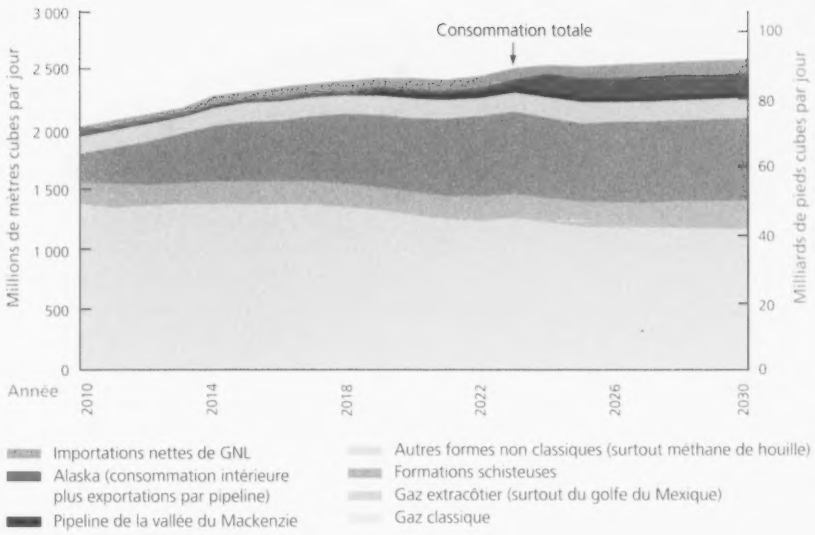


Figure 7-4

Production et consommation prévues de gaz naturel en Amérique du Nord

Le rapport Angevine posait comme hypothèse que le pipeline de la vallée du Mackenzie serait construit et entrerait en service au plus tard en octobre 2018, et qu'un gazoduc partant du versant nord de l'Alaska serait également aménagé et mis en service dès octobre 2023. Les prévisions à jour de la consommation nord-américaine de gaz naturel et de la production gazière intérieure laissaient entrevoir que des approvisionnements gaziers d'autres sources, tels que le gaz du Nord ou les importations de gaz naturel liquéfié, seraient nécessaires pour satisfaire aux besoins toujours croissants en Amérique du Nord (voir la figure 7-4).

L'analyse effectuée tant dans le rapport Angevine que dans l'étude de Navigant n'abordait pas la question de la compétitivité du gaz de la vallée du Mackenzie par rapport à d'autres sources d'approvisionnement gazier. Cependant, les auteurs des deux ouvrages ont évalué l'incidence de l'arrivée sur le marché des approvisionnements supplémentaires provenant du projet et laissé aux promoteurs le soin de déterminer si le projet serait rentable aux prix résultants du gaz naturel que prévoyait l'analyse de modélisation. Dans l'un et l'autre rapport, les auteurs parviennent à la conclusion que le marché nord-américain serait suffisant pour absorber les 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) de gaz acheminés par le pipeline de la vallée du Mackenzie.

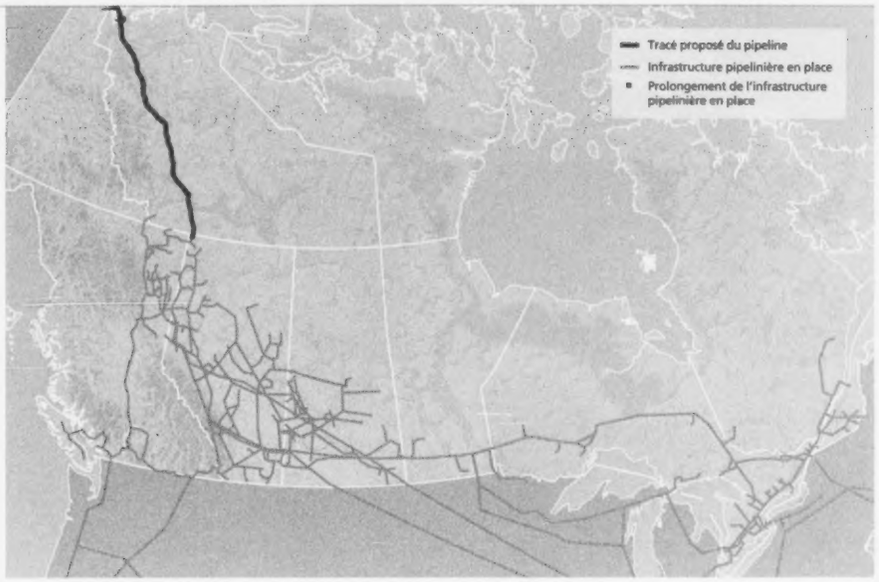
Dans l'étude de Navigant, les promoteurs ont aussi évalué si le réseau pipelinier de l'Alberta et les principaux pipelines d'exportation partant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien seraient en mesure de livrer le gaz du delta du Mackenzie aux marchés du centre du Canada et des États-Unis. À l'heure actuelle, ces marchés sont desservis par cinq corridors pipeliniers d'exportation, qui partent tous du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (voir la figure 7-5 et le tableau 7-3).

Les auteurs de l'étude de Navigant en concluent qu'en raison de l'accroissement prévu de la consommation de gaz naturel dans l'Ouest canadien, couplé au recul attendu de la production de gaz classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, aucune contrainte de capacité ne limiterait les exportations de gaz à partir de ce bassin. De plus, aucun agrandissement des pipelines d'exportation ne serait nécessaire pour acheminer les 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) de gaz que livrerait le pipeline de la vallée du Mackenzie. Toutefois, si le gazoduc de l'Alaska était également construit, il faudrait étoffer la capacité pipelinière en aval de celui-ci.

En ce qui touche l'infrastructure en place en Alberta, le Comité canadien des ressources arctiques s'inquiétait que les promoteurs n'aient pas examiné de façon précise ou suffisante les exigences et les coûts associés à l'aménagement

Figure 7-5

Corridors d'exportation à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien



d'autres éléments d'infrastructure en Alberta qui seraient nécessaires pour expédier le gaz de la vallée du Mackenzie via le réseau actuel de NOVA Gas Transmission Ltd. Les promoteurs ont répliqué que ce réseau serait à même d'absorber les volumes venant du pipeline de la vallée du Mackenzie grâce à un agrandissement modeste dans sa partie nord-ouest.

Tableau 7-3

Capacité des pipelines d'exportation à partir du BSOC et flux de gaz projetés Mm^3/j (Gpi^3/j)

	2003		2010		2020		2030		
Corridor pipelinier	Capacité	Flux projetés	Capacité	Flux projetés	Capacité	Flux projetés	Capacité	Flux projetés	
Williams NWP (via la C.-B.)	39,92 (1,41)	28,61 (1,01)	49,58 (1,75)	29,12 (1,03)	49,58 (1,75))	32,32 (1,14)	49,58 (1,75)	21,95 (0,78)	Scénario de référence
					60,91 (2,15)	42,10 (1,49)	60,91 (2,15)	33,80 (1,19)	Scénario de l'Alaska
Gas Transmission Northwest	77,05 (2,72)	59,24 (2,09)	77,05 (2,72)	63,43 (2,24)	77,05 (2,72)	64,08 (2,26)	77,05 (2,72)	59,77 (2,11)	Scénario de référence
					94,05 (3,32)	80,68 (2,85)	94,05 (3,32)	68,36 (2,41)	Scénario de l'Alaska
Foothills et Northern Border	62,04 (2,19)	60,28 (2,13)	62,04 (2,19)	60,31 (2,19)	62,04 (2,19)	60,96 (2,15)	62,04 (2,19)	35,52 (1,25)	Scénario de référence
					70,54 (2,49)	68,73 (2,43))	70,54 (2,49)	67,56 (2,39)	Scénario de l'Alaska
Pipeline Alliance	43,54 (1,54)	42,41 (1,50)	43,54 (1,54)	42,69 (1,51)	43,54 (1,54)	42,18 (1,49)	43,54 (1,54)	40,82 (1,44)	Scénario de référence
					52,04 (1,84)	51,02 (1,80)	52,04 (1,84)	49,72 (1,76)	Scénario de l'Alaska
TransCanada	203,12 (7,17)	152,66 (5,39)	203,12 (7,17)	171,47 (6,05)	203,12 (7,17)	136,37 (4,81)	203,12 (7,17)	112,44 (3,97)	Scénario de référence
					242,78 (8,57)	182,46 (6,44)	242,78 (8,57)	145,55 (5,14)	Scénario de l'Alaska

7.5 Contrats de transport

7.5.1 Pipeline de la vallée du Mackenzie

Lorsqu'il examine la faisabilité économique d'un projet, l'Office national de l'énergie évalue si le pipeline bénéficie d'un appui contractuel suffisant de la part d'expéditeurs éventuels. L'Office tient également compte du désir de mettre de la capacité à la disposition de tiers expéditeurs.

Jusqu'ici, seuls les propriétaires-expéditeurs ont signé des contrats pour réserver de la capacité sur le pipeline de la vallée du Mackenzie. Le tableau 7-4 montre la capacité qui serait accessible à de tiers expéditeurs en fonction de trois scénarios, basés sur l'exploitation de 1, 3 et 14 stations de compression. Ainsi que nous l'avons indiqué précédemment, la demande à l'étude vise à faire approuver trois stations de compression.

Si d'autres expéditeurs ne souscrivaient pas de la capacité sur le pipeline, la mise en place de deux des stations de compression prévues serait retardée. Le tableau 7-5 montre les volumes que chaque propriétaire-expéditeur a souscrits.

7.5.2 Réseau de collecte Mackenzie

Aux termes du *Mackenzie Gas Gathering and Processing Facilities Development and Operating Agreement* (entente de développement et d'exploitation des installations de traitement et de collecte de gaz du Mackenzie), les propriétaires du réseau de collecte Mackenzie se sont vu attribuer des droits à la capacité de diverses unités fonctionnelles. En octobre 2007, les promoteurs ont déposé des contrats conclus avec MGM Energy Corp., qui avait souscrit 5,66 Mm^3/j (200 Mpi^3/j) de capacité dans des segments du réseau de collecte Mackenzie. Il s'agit des premiers contrats avec de tierces parties à avoir été signés à l'égard du réseau de collecte Mackenzie. MGM Energy Corp. n'a pas conclu de contrats correspondants sur le pipeline dela vallée du Mackenzie à ce moment-là.

Tableau 7-4

Capacité souscrite et capacité disponible dans le pipeline de la vallée du Mackenzie

Conception du réseau	Capacité du réseau (en été)	Capacité souscrite par les propriétaires-expéditeurs	Capacité souscrite par les propriétaires-expéditeurs (en pourcent)	Capacité non souscrite	Capacité non souscrite (en pourcent)
1 station de compression	27,3 Mm^3/j (964 Mpi^3/j)	23,5 Mm^3/j (830 Mpi^3/j)	86 %	3,8 Mm^3/j (134 Mpi^3/j)	14 %
3 stations de compression	34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j ou 1 330 GJ/j)	23,5 Mm^3/j (830 Mpi^3/j)	69 %	10,8 Mm^3/j (380 Mpi^3/j)	31 %
14 stations de compression	49,8 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j)	23,5 Mm^3/j (830 Mpi^3/j)	47 %	26,5 Mm^3/j (935 Mpi^3/j)	53 %

Tableau 7.5

Volumes souscrits par expéditeur

Expéditeur	Période de 15 ans *(GJ/j)*	Période de 20 ans *(GJ/j)*	Total *(GJ/j)*	Total *(Gpi^3/j)*
Pétrolière Impériale	361 821	90 455	452 276	0,400
ConocoPhillips	197 255	49 314	246 569	0,225
ExxonMobil	65 752	16 438	82 190	0,75
Shell	111 040	27 760	138 800	0,130
Total	735 868	183 967	919 835	0,830

Note : La teneur en énergie est réputée être 39,1 MJ/m^3.

Le saviez-vous?

Mesure du volume et de la teneur en énergie du gaz naturel

Le gaz naturel peut se mesurer de différentes manières. On peut en mesurer le volume, exprimé en mètres cubes ou en pieds cubes. Un mètre cube égale environ 35,3 pieds cubes dans des conditions normales de température et de pression – 15 degrés Celsius (ou 60 degrés Fahrenheit) et 101,325 kPa (ou 14,7 livres par pouce carré) constituent une température et une pression normales.

Le gaz naturel peut aussi être mesuré en fonction de sa teneur en énergie. Un gigajoule (GJ) égale un milliard de joules (ou 109 joules) et, exprimé en volume, équivaut à environ 26,8 mètres cubes (ou 946 pieds cubes) de gaz naturel, selon le contenu thermique du flux de gaz. Un gigajoule correspond à environ 950 000 British thermal units (BTU), une BTU étant la quantité de chaleur nécessaire pour accroître d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau.

Le lecteur est prié de se reporter à l'annexe E qui contient une table de conversion des mesures de volume et d'énergie.

7.6 Financement

L'Office national de l'énergie est tenu d'établir que les promoteurs d'un projet peuvent mobiliser les capitaux nécessaires pour payer les installations qu'ils proposent. En l'espèce, les promoteurs proposent un régime de coentreprise pour la propriété et l'exploitation du pipeline de la vallée du Mackenzie. La participation définitive de chaque partie serait déterminée au moment où le groupe prendrait la décision de construire. La part de chacun des propriétaires de champ de développement, ou d'une société affiliée, correspondrait au ratio de la valeur de l'entente de transport garanti relative au champ de développement par rapport à l'ensemble des engagements contractés à ce moment-là au titre d'ententes de transport garanti. Le tableau 7.6 indique la participation prédéveloppement de chaque partie.

À la limite, la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership pourrait posséder jusqu'au tiers du pipeline de la vallée du Mackenzie. Sa participation réelle serait calculée comme étant le ratio des contrats de tiers par rapport à l'ensemble des contrats en place dans le pipeline de la vallée du Mackenzie au moment où les promoteurs prendraient la décision de le construire. Cependant, si aucun expéditeur, autre que les propriétaires-expéditeurs, ne signait un contrat de transport avant que la décision soit prise de construire les installations, la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership obtiendrait une participation minimum dans le pipeline. Celle-ci équivaudrait au ratio de ses dépenses pendant la phase de prédéveloppement, qui sont financées par TransCanada PipeLines Limited, par rapport à la totalité des coûts de construction du gazoduc, y compris les coûts de prédéveloppement. Il est prévu que la participation minimum pourrait être de 2 à 3 %. Toutefois, la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership aurait l'option de porter sa participation jusqu'au maximum, soit un tiers, dans les dix premières années suivant le démarrage du pipeline, à mesure que d'autres contrats de transport seraient conclus.

Tableau 7.6

Participation prédéveloppement des propriétaires-expéditeurs

Propriétaire-expéditeur	Participation prédéveloppement
Imperial Oil Resources Ventures Limited	34,2 %
Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership	33,3 %
ConocoPhillips	16 %
Shell	11,2 %
ExxonMobil	5,3 %

Une fois que les promoteurs auraient décidé de construire les installations, TransCanada PipeLines Limited aurait l'option d'acquérir auprès des propriétaires des champs de développement une participation dans le pipeline équivalant à 5 % de la capacité totale associée aux champs de développement.

Selon les promoteurs, le régime de coentreprise a été choisi parce qu'il offre de la souplesse de financement, est efficient sur le plan fiscal et permet une utilisation efficace des ressources administratives. Les propriétaires des champs de développement financeront leur part respective des coûts du projet, probablement à même leurs fonds internes pour la majeure partie. Les promoteurs ont fait valoir que les propriétaires du pipeline font tous partie d'organisations très solides sur le plan financier qui jouissent d'une excellente cote de solvabilité. La Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership a l'intention de contracter des emprunts et de lever des capitaux propres sur les marchés financiers classiques et elle pourra faire appel, au besoin, à un financement de sûreté accordé par les propriétaires des champs de développement, afin de couvrir la part des coûts de construction du pipeline de la vallée du Mackenzie correspondant à sa participation financière.

Comme nous l'avons indiqué au début du chapitre, l'Office, au moment d'évaluer la faisabilité économique d'une demande, tient compte de tous les éléments de preuve ayant trait aux marchés, aux installations en aval, à l'approvisionnement, aux contrats conclus et au financement, afin d'établir si le pipeline proposé sera vraisemblablement utile et utilisé, et si les coûts y afférents seront acquittés.

Alternatives North a argué qu'il ne suffit pas de dire que la décision sur la viabilité économique du projet ne dépend que des promoteurs puisque d'autres personnes auraient à en supporter les coûts et les conséquences sur les plans financier, environnemental et socioéconomique. Alternatives North a aussi soutenu que les promoteurs n'avaient démontré ni la nécessité et ni la faisabilité économique du pipeline.

Opinion de l'Office

Financement

Si les propriétaires-expéditeurs décident de construire les installations, nous sommes d'accord qu'ils seraient en mesure de financer le projet à même leurs fonds internes ou par d'autres moyens selon ce que dicterait la conjoncture des affaires. Nous constatons que la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership pourrait obtenir un financement de sûreté auprès des propriétaires des champs de développement, à défaut de lever des capitaux sur les marchés financiers classiques.

Approvisionnement
Nous remarquons qu'aucun élément de preuve ne contredit les prévisions à long terme des promoteurs sur l'offre et la consommation de gaz naturel en Amérique du Nord. Selon nous, il ressort de la preuve qu'il existe, et qu'il continuera d'exister, des approvisionnements en gaz naturel suffisants pour soutenir l'exploitation du projet pendant toute sa vie économique prévue.

Contrats de transport et marchés
Nous sommes convaincus que la croissance prévue du marché nord-américain serait suffisante pour absorber les volumes de gaz que l'on s'attend à acheminer par le pipeline de la vallée du Mackenzie. Nous prenons bonne note des prévisions de croissance de la consommation de gaz naturel et du fléchissement continu de la production de gaz de sources classiques dans l'Ouest canadien. Ces facteurs, selon nous, permettent de conclure qu'il existe une capacité pipelinière suffisante pour livrer aux marchés en aval les 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) de gaz naturel que transporterait le pipeline de la vallée du Mackenzie.

La capacité pipelinière en place n'a pas été réévaluée de façon précise dans le rapport Angevine, mais les prévisions courantes de la production combinée de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan qui figurent dans la mise à jour de la preuve sont nettement inférieures aux prévisions correspondantes que l'étude de Navigant avait présentées à l'origine. Par conséquent, la preuve contenue dans le rapport Angevine vient confirmer la conclusion de l'étude de Navigant selon laquelle il ne serait pas nécessaire d'accroître la capacité des pipelines d'exportation pour assurer l'acheminement des 34,3 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) de gaz amenés par le pipeline de la vallée du Mackenzie.

Pour que le pipeline de la vallée du Mackenzie soit un succès, il faudrait que le gaz naturel qu'il transporte puisse concurrencer d'autres sources d'approvisionnement gazier sur le marché nord-américain. En plaidoirie finale, certaines parties ont fait valoir que la preuve versée au dossier n'établit pas que le gaz du Mackenzie pourrait soutenir la concurrence sur le marché. Selon nous, il est impossible de savoir comment les marchés et les circonstances évolueront au fil des ans.

Si le projet allait de l'avant, la construction du pipeline prendrait plusieurs années et il serait prévu de l'exploiter pendant au moins 20 ans. Les promoteurs estimaient que la mise en service surviendrait au plus tôt en 2018, ce qui veut dire que le pipeline pourrait être exploité jusqu'en 2043, ou plus tard. La conjoncture économique changera inévitablement au cours de cette période, comme elle l'a fait dans les dernières années. En particulier, les prévisions de l'offre et de la demande continueront d'évoluer au fil du temps. Selon nous, telles ne sont pas de bonnes raisons pour rejeter le projet. En approuvant le projet, nous donnons au gaz du Mackenzie la possibilité de faire concurrence à d'autres sources gazières. Le rejet du projet bloquerait cette possibilité indéfiniment.

Les propriétaires-expéditeurs ont conclu des ententes préalables, mais celles-ci n'ont d'effet que jusqu'au moment de la signature d'une entente de service de transport garanti. Les deux parties à l'entente ont la possibilité d'y mettre fin si les promoteurs ne fournissent pas un avis de démarrage d'ici le 1er novembre 2012, ou toute date ultérieure dont les parties pourraient convenir. En plaidoirie finale, les promoteurs ont indiqué qu'ils ne seraient disposés à prendre une décision concernant la réalisation du projet qu'après cette échéance. Théoriquement, ceci mettrait fin à toutes les ententes préalables existantes. Par conséquent, nous exigeons que les promoteurs prouvent à la satisfaction de l'Office national de l'énergie, avant le début de la construction, que les contrats de transport à long terme voulus ont été signés à l'égard du pipeline de la vallée du Mackenzie.

Les promoteurs et les expéditeurs ont déjà contracté des engagements considérables à l'égard du projet et ils devront en prendre d'autres en signant des contrats de service de transport garanti. S'ils le font, ce sera la preuve que les parties ont déterminé que le gaz de la vallée du Mackenzie serait concurrentiel sur le marché et que le pipeline serait utile. Si les producteurs ont confiance que le gaz du Mackenzie peut soutenir la concurrence sur le marché, ils concluront les contrats à long terme requis pour obtenir des services de transport sur le pipeline de la vallée du Mackenzie. Ces contrats fourniront la garantie nécessaire que le droit lié à la demande sera acquitté dans le cas du pipeline. C'est une indication importante que le pipeline proposé sera utilisé.

Faisabilité économique
Compte tenu de nos conclusions concernant le financement, l'offre, les contrats et les marchés, nous croyons que si les parties concluent les contrats à long terme requis, il est probable que le pipeline sera utilisé à un niveau suffisant pendant toute sa vie économique.

Chapitre 8
Droits, tarifs et modalités d'accès

8.1 Réglementation des droits, des tarifs et de l'accès

Le pipeline de la vallée du Mackenzie appartiendra aux producteurs, ouvrira l'accès à un bassin de ressources et sera implanté dans une région écologiquement fragile. Le gaz extrait doit passer par le réseau de collecte Mackenzie pour atteindre le pipeline de la vallée du Mackenzie. Les deux composantes, c'est-à-dire le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie, diffèrent l'une de l'autre du point de vue de la structure de propriété, des dispositions contractuelles et du cadre réglementaire qui en régit l'exploitation.

Le pipeline de la vallée du Mackenzie est assujetti à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, qui réglemente les installations matérielles ainsi que les droits, tarifs et modalités d'accès s'y rapportant. Les droits et tarifs des pipelines réglementés par l'Office doivent respecter la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, qui dispose qu'une société ne peut percevoir des droits au titre de services fournis sur un pipeline à moins d'avoir produit un tarif auprès de l'Office. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* prescrit également que les droits doivent être justes et raisonnables et qu'ils doivent être exigés, au même taux, de tous les expéditeurs obtenant des services de même nature.

La demande concernant le réseau de collecte Mackenzie a été déposée sous le régime de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, et l'Office a déterminé subséquemment que c'est à bon droit qu'elle avait été présentée en vertu de cette loi[1]. Lors du déroulement de la phase probatoire de l'audience en 2006, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* ne contenait pas de dispositions concernant la réglementation des droits, des tarifs et de l'accès. Ainsi, la façon dont il convenait d'aborder ces questions a représenté un enjeu important au cours de

[1] Le 7 avril 2006, le Mackenzie Explorer Group a déposé une requête priant l'Office de statuer que, après leur mise en service, le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie ne feraient qu'un seul et même « pipeline » aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie et qu'ils seraient assujettis entièrement à la réglementation de la partie IV de cette loi. De plus, il a demandé que l'Office enjoigne aux promoteurs de préparer, déposer et signifier aux parties les principes relatifs aux droits ainsi que le ou les tarifs qui s'appliqueraient aux deux réseaux en vue de leur approbation dans le cadre de l'instance. Le 10 juillet 2006, l'Office a déterminé que la demande concernant le réseau de collecte Mackenzie avait été présentée correctement aux termes de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada et a rejeté la requête. L'Office a fait remarquer, cependant, que les dispositions relatives aux droits, aux modalités d'accès et au tarif du réseau de collecte Mackenzie, ainsi que les mécanismes connexes de règlement des différends, demeuraient une source de préoccupation. La Cour d'appel fédérale a confirmé la décision de l'Office.

l'audience de l'Office. Le 14 décembre 2007, le Parlement a adopté des dispositions législatives modifiant la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada,* qui autorisent l'Office à réglementer les droits et les tarifs d'installations assujetties à cette loi, de la même façon qu'il le fait pour des installations relevant de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

Au Canada, la réglementation économique de pipelines de ressort fédéral par l'Office national de l'énergie vise à produire des résultats semblables à ceux qui surviendraient dans un marché de concurrence. La réglementation des pipelines repose traditionnellement sur une approche axée sur le « coût de service », bien qu'il existe d'autres méthodes comme les règlements négociés et la réglementation fondée sur les plaintes. La méthode du coût de service comporte deux étapes : premièrement, la société pipelinière calcule ce qu'il lui en coûtera pour livrer le gaz (volume à transporter) pendant l'année suivante. C'est ce qu'on appelle la détermination du coût de service annuel, ou des besoins en produits. Deuxièmement, la société répartit les coûts totaux parmi les divers clients et les différents types de services qu'elle offre. Cette étape est communément appelée la conception des droits. Les promoteurs se proposent de suivre cette démarche générale à l'égard du pipeline de la vallée du Mackenzie, mais pas dans le cas du réseau de collecte Mackenzie.

Au cours de l'instance, les parties ont soulevé plusieurs préoccupations au sujet de coûts précis, de leur mode de répartition entre les clients et des mécanismes d'examen des coûts. En particulier, ils ont traité des aspects suivants en ce qui touche le pipeline de la vallée du Mackenzie :

- la méthode de réglementation;
- le coût du capital, y compris la structure du capital, le rendement du capital-actions et le coût présumé de la dette;
- l'amortissement;
- la méthode de conception des droits;
- les questions relatives à l'accès;
- les latéraux et la desserte des collectivités du Nord;
- les codes de conduite.

Dans le cas du réseau de collecte Mackenzie, le débat a été centré sur le besoin de réglementation économique, les méthodes de perception des frais exigibles et de fixation des droits, ainsi que les codes de conduite.

8.2 Pipeline de la vallée du Mackenzie

8.2.1 Moment où la décision sur les droits et le tarif devrait intervenir

En vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie,* les promoteurs ont sollicité une ordonnance autorisant les principes relatifs aux droits et au tarif qui s'appliqueraient dans le cas du pipeline de la vallée du Mackenzie. Diverses parties, dont le Mackenzie Explorer Group, ont mis ces principes en question tout au long de l'audience. En plaidoirie finale, le Mackenzie Explorer Group a soutenu que les questions relatives aux droits et au tarif pourraient être tranchées dans le cadre d'un processus ultérieur, une fois que les paramètres économiques seraient mieux connus. Il a laissé entendre qu'il y aurait amplement de temps pour régler ces aspects.

Les promoteurs ont répliqué qu'il leur fallait connaître les principes de conception des droits et principes tarifaires qui s'appliqueraient au pipeline avant de prendre la décision de le construire ou non.

Le saviez-vous?

Pourquoi le secteur pipelinier du Canada est-il soumis à une réglementation économique?

Au Canada, la plupart des secteurs d'activité sont assujettis à une forme quelconque de réglementation qui régit ce qu'ils peuvent et ne peuvent pas faire. Cependant, le secteur pipelinier est réglementé plus étroitement que la majorité des autres industries à cause des caractéristiques uniques de l'approvisionnement énergétique et de son mode de livraison.

Un marché est l'endroit où acheteurs et vendeurs peuvent échanger leurs biens ou services. Dans un marché de pleine concurrence, un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs se disputent les mêmes produits ou services. Cette concurrence incite les vendeurs à garder leurs prix bas et stimule l'innovation de nouveaux produits ou services. Les marchés du transport par pipeline sont différents. Il s'agit souvent de monopoles naturels où une poignée d'entreprises offrent un produit ou un service. Dans certains cas, il n'y a qu'un seul fournisseur. Le transport par pipeline du gaz naturel est un service nécessaire, mais parce que la construction de gros pipelines et des installations connexes peut prendre plusieurs années et coûte extrêmement cher, les barrières économiques à l'entrée sur ce marché peuvent être importantes. Après la mise en place d'un seul pipeline, il devient souvent plus difficile pour d'autres sociétés de proposer le même service. Cette barrière économique est d'autant plus difficile à surmonter que la société déjà établie sur le marché peut souvent agrandir son réseau à moins de frais que ce qu'il en coûterait à une autre entreprise pour construire un nouveau pipeline. Or, il arrive souvent que les acheteurs ne disposent pas d'un service de substitution pour remplacer le pipeline en place. Il s'ensuit que la société établie peut contrôler le marché et qu'il n'y a pas de concurrents pour exercer des pressions à la baisse sur les prix ou pour stimuler l'innovation dans le marché.

Par ailleurs, les sociétés hésitent à faire les investissements massifs qui sont souvent nécessaires sans avoir une assurance raisonnable de pouvoir recouvrer leur frais et de toucher un rendement raisonnable sur les capitaux qu'elles ont investis.

Dans un contexte de monopole, les marchés ne sont pas pleinement concurrentiels et, laissés à eux-mêmes, ils ne fonctionneraient pas de façon efficace. La réglementation peut être utilisée comme une force extérieure au marché pour fixer les prix des biens ou services. La réglementation de l'énergie au Canada se substitue donc aux forces économiques concurrentielles qui seraient normalement à l'œuvre dans un marché qui fonctionne pleinement. Le but de la réglementation économique est d'assurer que ce qui est nécessaire au bien public (en l'occurrence une infrastructure pipelinière) soit fourni au même prix, et dans la même quantité, que ce à quoi on s'attendrait dans un marché concurrentiel.

Opinion de l'Office

Même si le pipeline de la vallée du Mackenzie n'entrera pas en service avant 2018, au plus tôt, il nous semble approprié de rendre dès maintenant une décision sur les principes en matière de droits et de tarifs qui s'appliqueraient dans son cas. De cette façon, les promoteurs, les tiers expéditeurs éventuels et d'autres parties auront une idée plus juste des modalités de service qui prévaudront au moment de prendre des décisions concernant le projet.

8.2.2 Méthode de réglementation économique

Les promoteurs ont proposé d'établir les droits de transport en fonction de leur meilleure estimation des coûts du pipeline de la vallée du Mackenzie dans l'année à venir. Tout écart entre les estimations initiales et les montants réels en fin d'exercice serait consigné dans des comptes de report et incorporé aux droits de l'année suivante. Les promoteurs se sont engagés à communiquer à chaque expéditeur les renseignements sur les besoins annuels en produits et les droits applicables au moins 30 jours avant le début de la nouvelle année tarifaire.

Selon MGM Energy Corp., ce mode de réglementation incite peu à maîtriser les coûts puisque le risque de ne pas recouvrer les coûts réels engagés est faible ou nul. Des coûts plus élevés que prévu peuvent être recouvrés à même les droits perçus l'année suivante. MGM Energy Corp. a soutenu que cette forme de réglementation pourrait convenir pour un pipeline où il n'y a pas de tiers expéditeurs puisque, étant à la fois propriétaires et expéditeurs du pipeline de la vallée du Mackenzie, les promoteurs seraient plutôt indifférents aux coûts inclus dans les droits à payer. Cependant, pour des tiers expéditeurs qui leur disputeraient les marchés, cette approche est contraire au principe de libre accès.

Outre le peu d'incitation à maîtriser les coûts, MGM Energy Corp. a fait valoir qu'il n'y a aucune possibilité d'examiner les coûts et qu'il incomberait aux tiers expéditeurs de déposer une plainte si la prudence ou le niveau des coûts inclus dans les droits posent un problème. Pour que les droits soient vus comme justes et transparents, les tiers expéditeurs doivent obtenir un avis adéquat au sujet des coûts engagés et avoir la possibilité de les évaluer convenablement, dans une tribune publique au besoin, avant que le pipeline de la vallée du Mackenzie n'entre en service. MGM Energy Corp. était en faveur de la tenue d'audiences publiques périodiques après la mise en service du pipeline, lesquelles auraient lieu chaque année ou à des intervalles précis négociés, comme à tous les trois ou cinq ans, par exemple.

Désignation comme société du Groupe 1 ou du Groupe 2

Pour les fins de la réglementation économique (par opposition à la réglementation environnementale ou de la sécurité), l'Office distingue deux groupes de sociétés pipelinières. Les sociétés du Groupe 1 sont les propriétaires des principaux réseaux pipeliniers. Les propriétaires de pipelines plus petits ou comportant relativement peu d'expéditeurs sont classés comme des sociétés du Groupe 2. Ces dernières, ainsi que quelques sociétés du Groupe 1, sont réglementées en fonction des plaintes reçues. Sous le régime de la réglementation fondée sur les plaintes, la société pipelinière est tenue de munir ses expéditeurs et d'autres groupes intéressés de renseignements suffisants pour leur permettre de juger si les droits proposés sont raisonnables. Les tarifs, et les droits qui en découlent, prennent effet dès leur dépôt, à moins que l'Office ne décide de les examiner, de sa propre initiative.

Les promoteurs n'ont pas demandé expressément d'être réglementés comme une société du Groupe 1 ou du Groupe 2. Ils ont fait observer qu'ils s'attendaient à ce que le pipeline de la vallée du Mackenzie soit classé dans le Groupe 1, mais qu'ils seraient satisfaits si l'Office jugeait que le Groupe 2 convenait mieux.

Opinion de l'Office

Imperial Oil Resources Ventures Limited sera désignée une société du Groupe 1. Elle sera tenue de déposer des rapports de surveillance trimestrielle, comme l'exigent le *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits et la rubrique* BB – Rapports de surveillance financière du *Guide de dépôt* de l'Office national de l'énergie.

Cela étant, les expéditeurs et l'Office auront la possibilité de passer en revue les coûts associés au pipeline de la vallée du Mackenzie et l'Office pourra être saisi de tout sujet de préoccupation connexe. Nous acceptons la méthode de réglementation que proposent les promoteurs.

Le saviez-vous?

Définitions

Droit – prix exigé par une société pipelinière pour l'utilisation de ses installations.

Modalités d'accès – dispositions d'un tarif qui autorisent de tierces parties à passer des contrats avec une société pipelinière et à en utiliser les installations.

Principes d'établissement des droits :– principes généraux sur lesquels les droits sont fondés.

Principes tarifaires – principes généraux qui sous-tendent l'établissement du tarif.

Tarif – ensemble de règles régissant le transport de gaz par les installations d'une société pipelinière, qui définissent les conditions auxquelles les services sont offerts ou fournis, y compris les droits, les règles et règlements, ainsi que les pratiques qui s'appliquent à des services particuliers.

8.2.3 Coût du capital

Structure du capital et rendement du capital-actions

La structure du capital est la composition du financement d'un projet, un pipeline par exemple, soit la dette et les capitaux propres. Dans l'idéal, elle permet de réduire au minimum le coût du capital tout en répondant aux critères de rendement équitable. Le financement par emprunts est généralement moins coûteux que le financement par fonds propres puisque, contrairement à ces derniers, les emprunts peuvent être déduits aux fins de l'impôt et comportent moins de risque. Dans l'éventualité d'une faillite, les prêteurs, plutôt que les actionnaires de la société, ont un droit prioritaire sur les disponibilités. Cependant, la détermination de la structure du capital optimale peut tenir à un équilibre délicat – trop de dette accroît le risque financier du pipeline, et partant le coût du capital.

Les promoteurs ont proposé à l'origine une structure du capital composée à 30 % de capital-actions et à 70 % de dette et, pour les dix premières années d'exploitation, un taux de rendement du capital-actions égal à celui qui est dérivé de la formule d'établissement du rendement du capital-actions que l'Office a adoptée au cours de l'instance RH-2-94[2], majoré de 221 points de base. À titre d'exemple, si le taux de rendement calculé selon la formule était de 9 %, le rendement du capital-actions pour le pipeline de la vallée du Mackenzie s'établirait à 11,21 %. Lorsque les promoteurs ont d'abord déposé leur demande concernant la construction du projet gazier Mackenzie, le taux de rendement calculé selon la formule RH-2-94 était 9,79 %. À ce moment-là, ils ont opté pour une prime de 221 points de base en se disant qu'un rendement du capital-actions de 12 % était raisonnable pour le pipeline de la vallée du Mackenzie. À la fin des dix premières années d'exploitation, le rendement du capital-actions serait déterminé soit en vertu d'un règlement négocié avec les expéditeurs du pipeline de la vallée du Mackenzie, soit au moyen d'une demande adressée à l'Office pour le prier de fixer le taux approprié.

[2] Dans le cadre de la décision RH-2-94, l'Office a établi un mécanisme pour le rajustement annuel du rendement du capital-actions de plusieurs sociétés pipelinières du Groupe 1.

Le saviez-vous?

Calcul du rendement du capital-actions à l'aide de la formule RH-2-94

Depuis 1995, l'Office national de l'énergie établit chaque année un taux de rendement du capital-actions pour un pipeline hypothétique, ou de référence, et l'utilise comme standard pour déterminer le rendement du capital-actions de sociétés pipelinières qui ne disposent pas d'un mécanisme négocié pour le faire. La formule utilisée par l'Office pour calculer le rendement du capital-actions d'un pipeline de référence repose sur le taux d'intérêt prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada, majoré d'une prime. Chaque année, la formule est rajustée d'une quantité égale à 75 % de la variation du taux de rendement des obligations à 30 ans du gouvernement du Canada.

Le Mackenzie Explorer Group a demandé que l'Office approuve pour le pipeline de la vallée du Mackenzie une structure du capital et un rendement du capital-actions différents de ceux que les promoteurs ont proposés dans leur demande. En particulier, il a prétendu que le coût du capital associé au pipeline de la vallée du Mackenzie devrait varier en fonction du niveau de risque et que l'Office devrait donc approuver une structure du capital et un rendement du capital-actions qui varient selon les différentes étapes du projet. Le tableau 8-1 illustre la proposition fondée sur cette approche. À défaut de cette formule, le Mackenzie Explorer Group a déclaré que s'il avait à recommander une prime pour l'ensemble du projet, il proposerait que le taux de rendement établi suivant la formule RH-2-94 soit majoré d'une prime de 70 points de base.

Tableau 8-1

Rendement du capital-actions proposé par le Mackenzie Explorer Group pour le pipeline de la vallée du Mackenzie

	Composante présumée du capital-actions	Prime ajoutée à la formule RH-2-94 (points de base)
Proposition des promoteurs	30 %	221
Mackenzie Explorer Group (Option 1)		
Prédéveloppement	80 %	150
Construction	25 %	150
Exploitation	30 %	30
Mackenzie Explorer Group (Option 2)	–	70

Les positions divergentes concernant la structure du capital et le rendement du capital-actions du pipeline de la vallée du Mackenzie tenaient à des différences dans le niveau de risque perçu du projet.

Les promoteurs ont soutenu que les risques associés au pipeline de la vallée du Mackenzie sont fort différents de ceux des pipelines établis, du ressort de l'Office, qui desservent le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien – dont les réserves sont bien connues. Le fait qu'il s'agit d'un tout nouveau pipeline qui dessert un bassin d'approvisionnement nouveau et non encore éprouvé accentue le risque du projet et, par conséquent, exige d'offrir aux investisseurs un taux de rendement plus élevé que celui d'autres gazoducs réglementés par l'Office. Estconsidéré comme « tout nouveau » un pipeline qui est construit sur un terrain non aménagé ou à un endroit où il n'existe pas encore d'installations pipelinières.

Les promoteurs ont aussi souligné que si le pipeline de la vallée du Mackenzie, en tant qu'entité autonome (c'est-à-dire distincte des sociétés propriétaires), était financé entièrement sur les marchés publics ou si la formule de calcul du rendement du capital-actions de l'Office était appliquée dans son cas, il faudrait que la composante du capital-actions soit supérieure à celle de pipelines bien établis en raison à la fois de la nouveauté du pipeline et de l'ampleur de l'investissement requis. Ils ont soutenu que le taux de rendement du capital-actions qu'ils ont proposé est raisonnable comparativement à ceux d'autres pipelines de transport canadiens entièrement nouveaux, et à ceux des sociétés de distribution locale canadiennes et de gazoducs américains. Le tableau 8-2 compare les ratios du capital-actions ordinaire et le rendement du capital-actions en 2005 de certains des principaux pipelines réglementés par l'Office, d'après la preuve produite au cours de l'instance.

Tableau 8-2

Comparaison des taux de rendement du capital-actions (RCA) autorisés en 2005

	Composante présumée du capital-actions	RCA
Alliance	30 %	11,3 %
Maritimes & Northeast	25 %	13 %
Pipeline de la vallée du Mackenzie proposé	30 %	11,7 %
Réseau principal de TransCanada	33 %	9,46 %

Le Mackenzie Explorer Group était en désaccord avec les promoteurs au sujet de leur évaluation des risques associés au pipeline de la vallée du Mackenzie. D'après son analyse des risques commerciaux du pipeline, il estimait que :

- le risque d'approvisionnement est faible;
- le risque de marché n'est pas significatif et il n'y aura pas de concurrents directs;
- le risque de construction n'est pas significatif;
- le risque de réglementation serait faible une fois le pipeline en service.

Le Mackenzie Explorer Group jugeait que, après sa mise en service, le pipeline de la vallée du Mackenzie ne comporterait pas plus de risques que tout autre pipeline bien établi qui dessert le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Le 8 octobre 2009, l'Office a rendu une décision dans laquelle il statuait que la formule RH-2-94, sur laquelle les promoteurs s'étaient fondés pour calculer le rendement du capital-actions, cesserait d'être en vigueur. À ce moment-là, le réseau principal de TransCanada, le réseau de Foothills Pipe Lines Ltd. et celui de Westcoast Energy Inc. Transmission étaient les seuls pipelines du ressort de l'Office qui étaient assujettis à la formule.

En plaidoirie, les promoteurs ont souligné que le paragraphe 3.5 de l'énoncé des principes de conception des droits envisageait la possibilité que la formule soit supprimée avant la fin de la 10e année de service du pipeline. En pareil cas, il était prévu que le rendement du capital-actions serait fixé par le truchement d'un règlement négocié ou au moyen d'une demande adressée à l'Office, mais de façon à préserver le principe voulant que le taux de rendement comporte une prime de 2,21 % au-dessus des taux prescrits par l'Office à l'égard des autres sociétés pipelinières du Groupe 1 auxquelles la formule avait été appliquée immédiatement avant le 9 octobre 2009.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a soutenu en plaidoirie que cela n'avait aucun sens de déterminer le rendement du capital-actions d'un pipeline au moins huit ans avant sa mise en service et en fonction d'une formule dont l'élément principal n'existe déjà plus.

En conséquence, à l'instar du Mackenzie Explorer Group, il a prié l'Office de ne pas fixer le taux de rendement du pipeline de la vallée du Mackenzie pour le moment.

Coût de la dette présumé

Le coût de la dette d'un pipeline est habituellement déterminé au moment où la société pipelinière emprunte des capitaux sur les marchés financiers. Or, les promoteurs n'auraient pas recours aux marchés de la dette pour le financement direct du projet. Au contraire, chaque promoteur fournirait lui-même les fonds nécessaires pour couvrir sa part de la dette. Les propriétaires des champs de développement, qui jouissent tous d'excellentes cotes de crédit, prévoient que ces capitaux proviendront vraisemblablement de fonds internes. La Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership, quant à elle, projette de lever sur les marchés financiers les fonds dont elle aurait besoin pour financer ses emprunts et ses capitaux propres.

Étant donné que le coût de la dette du pipeline de la vallée du Mackenzie ne serait pas déterminé directement par le marché, les promoteurs proposaient d'utiliser un taux de la dette présumé. Les parties à l'audience s'accordaient à dire que le coût de la dette approprié serait le taux qui serait exigé si le pipeline de la vallée du Mackenzie empruntait des fonds à titre d'entité autonome. Comme approximation du taux, les promoteurs proposaient que le coût de la dette à inclure dans les droits du pipeline de la vallée du Mackenzie soit présumé être le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts de premier rang consentis à la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership pour le financement du projet. Lors du dépôt de la demande, le coût de la dette était estimé à 6,1 %.

Les promoteurs ont soutenu que le coût de la dette contractée par la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership représente une approximation raisonnable de celui du pipeline de la vallée du Mackenzie pour les raisons suivantes :

- La Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership et le pipeline de la vallée du Mackenzie détiennent chacun une cote de crédit provisoire A (faible) attribuée par le DBRS[3];
- La seule activité commerciale de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership consiste à investir dans le pipeline de la vallée du Mackenzie;
- La Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership assurerait le service de sa dette grâce à la même source de fonds qu'utiliserait le pipeline de la vallée du Mackenzie, en tant qu'entité autonome, pour assurer le service de la sienne;
- La dette contractée par la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership serait garantie directement par le pipeline de la vallée du Mackenzie;
- Les commanditaires de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership seraient assujettis à l'impôt, et il en résulterait que ses ratios de couverture, ses cotes de crédit et le coût de sa dette seraient comparables à ceux du pipeline de la vallée du Mackenzie.

Les promoteurs ont souligné que si, en raison de circonstances particulières, la cote de crédit de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership venait à être différente de celle du pipeline de la vallée du Mackenzie, en tant qu'entité autonome, ils prendraient à ce moment-là les mesures qui s'imposent.

En supposant que les prévisions financières se réalisent tel que prévu, la preuve des promoteurs laissait entrevoir que la structure du capital, le rendement du capital-actions et le coût de la dette proposés seraient alignés sur une cote de crédit « A » de Standard & Poor's et du DBRS. Les promoteurs ont souligné, cependant, que si le coût de la dette se rapprochait plutôt de 7 % au moment de l'émission, les ratios de couverture des intérêts et des charges fixes pourraient être plus bas et ceci affaiblirait le profil de crédit du pipeline de la vallée du Mackenzie. Ils ont précisé qu'une cote de crédit inférieure à A- pourrait nuire à la capacité de l'émetteur de recourir aux marchés des capitaux d'emprunt pour contracter la dette nécessaire au financement du projet, à titre d'entité autonome. Une cote inférieure à A- influerait également sur le coût du financement.

Le Mackenzie Explorer Group a déclaré que le fait d'utiliser un coût de la dette présumé dans le cas des propriétaires des champs de développement, comme le proposent les promoteurs, pourrait ne pas être juste ni raisonnable pour les motifs suivants :

- La participation financière de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership dans le pipeline de la vallée du Mackenzie pourrait être très modeste, au point que le coût de la dette dans son cas ne serait peut-être pas représentatif du coût de la dette réel d'une entreprise ayant l'envergure du pipeline de la vallée du Mackenzie.
- Il se pourrait que les capitaux propres de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership soient financés par un prêt des propriétaires des champs de développement et l'investissement revêtirait alors les caractéristiques d'un prêt sur marge de 100 %. Même si le prêt serait à faible risque, le niveau de risque et le coût seraient quand même plus élevés que pour une créance appuyée par des fonds propres véritables.
- La Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership est une société en commandite qui pourrait ne pas avoir à payer l'impôt sur les bénéfices des sociétés, et il s'ensuivrait que des paramètres financiers, tels que les ratios de couverture des intérêts, pourraient être moins bons que si le pipeline de la vallée du Mackenzie était exploité comme une société à responsabilité limitée classique. (Après le dépôt de ce témoignage, les promoteurs ont précisé que les commanditaires actuels de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership seront assujettis à l'impôt.)

Le Mackenzie Explorer Group a avancé que le coût de la dette du pipeline de la vallée du Mackenzie devrait correspondre au coût le plus bas des émissions à échéance équivalente de NOVA Gas Transmission Ltd., TransCanada PipeLines Limited et Enbridge Gas Distribution; ceci, selon lui, représentait une meilleure approximation. Cette solution vaudrait pour l'étape de l'exploitation du pipeline de la vallée du Mackenzie. Pour ce qui concerne les étapes du prédéveloppement et de la construction, il proposait différents taux de dette, soit :

- prédéveloppement – le rendement des obligations à 30 ans du gouvernement du Canada, majoré de 60 points de base;
- construction ñ le rendement des obligations à échéance de trois à cinq ans du gouvernement du Canada, majoré de 50 points de base.

Le Mackenzie Explorer Group a soutenu que la possibilité que l'Office réexamine l'utilisation du coût de la dette de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership serait toujours « sur la table » s'il y avait des indications qu'il ne reflète pas le coût de la dette qui s'appliquerait au pipeline de la vallée du Mackenzie, à titre d'entité autonome.

[3] Le DBRS et Standard & Poor's sont des agences de notation qui accordent des cotes de crédit aux émetteurs de divers titres de créance, y compris des obligations, des effets de commerce et des actions privilégiées. La cote en date de mars 2005 était subordonnée à un certain nombre d'hypothèses, à savoir que le projet serait réalisé sans dépassements de coûts, que la capacité du pipeline de la vallée du Mackenzie se situerait entre 1 et 1,2 Gpi^3/j et serait entièrement souscrite, et qu'aucun changement par rapport aux expéditeurs, propriétaires ou ententes actuels ne surviendrait pendant la durée totale de la dette.

Opinion de l'Office

Le taux de rendement précis du capital-actions du pipeline de la vallée du Mackenzie sera fixé à une date plus rapprochée de sa mise en service, soit au moyen d'un règlement négocié soumis à l'approbation de l'Office, soit à l'issue d'une demande devant l'Office. Nous acceptons l'approche des promoteurs qui consiste à conserver une prime de 221 points de base au-dessus du taux fixé pour d'autres sociétés du Groupe 1 assujetties à l'application de la formule. Cependant, l'Office ne peut prendre des décisions pour le futur d'autant que, tel qu'il l'a souligné au cours de l'instance RH-2-2004 (TransCanada PipeLines Limited, phase II), il tient compte de tous les aspects du rendement pour déterminer le taux de rendement approprié d'un pipeline, c'est-à-dire à la fois le taux de rendement et la proportion du capital-actions, non pas d'un facteur pris isolément.

Pour ce qui est d'utiliser un taux de la dette présumé, s'il y avait des indications, dans l'avenir, que le coût de la dette de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership diffère de celui qui s'appliquerait au pipeline de la vallée du Mackenzie, à titre d'entité autonome, toute partie pourrait porter la question devant l'Office de la manière habituelle. Nous n'acceptons pas la proposition du Mackenzie Explorer Group voulant que la structure du capital, le rendement autorisé du capital-actions ou le taux de la dette diffèrent à chaque phase du projet. Nous trouvons cette approche inutilement compliquée et contraire aux pratiques réglementaires en usage au Canada.

8.2.4 Amortissement

Les promoteurs prévoient employer une méthode d'amortissement comptable qui leur permettrait de recouvrer 80 % du coût de leurs actifs au cours des 20 premières années d'exploitation du pipeline de la vallée du Mackenzie. Les propriétaires ne recouvreraient les 20 % restants des coûts initiaux qu'à la condition que le pipeline ait des expéditeurs après la vingtième année de service. Suivant cette méthode, le taux d'amortissement annuel se situerait entre 4 et 5 %, selon la proportion d'ententes de service de transport garanti de 15 et de 20 ans. D'après les premiers contrats conclus par les propriétaires-expéditeurs, le taux d'amortissement s'établirait à 4,8 % durant les 15 premières années de la vie de service du pipeline de la vallée du Mackenzie et à 1,6 % dans les années 16 à 20. Ceci entraînerait une réduction substantielle des droits au cours des cinq dernières années de la vie économique de 20 ans du pipeline.

Le Mackenzie Explorer Group a soutenu que le taux d'amortissement global proposé est trop élevé et qu'il serait inapproprié que l'Office détermine dès maintenant les taux d'amortissement autorisés du pipeline pour les 20 ans à venir. Il a déclaré que la durée économique perçue du réseau dépendrait d'un certain nombre de facteurs, dont les ressources gazières découvertes ou susceptibles de l'être, et la conjoncture de l'offre et de la demande sur tout le marché du gaz nord-américain. Il a avancé que, compte tenu de ce que l'on connaît actuellement des réserves de la région, il ne serait pas opposé à ce que l'Office approuve une durée économique prévue de 25 ans assortie d'un taux d'amortissement initial de 4 %.

Le Mackenzie Explorer Group a également souligné que les promoteurs devraient être tenus de présenter une revue des taux d'amortissement autorisés à tous les cinq ans après la mise en service du pipeline, laquelle comprendrait une évaluation de la durée économique des installations fondée sur les prévisions courantes de l'approvisionnement gazier.

Opinion de l'Office

Nous acceptons la méthode d'amortissement que les promoteurs ont proposée, mais soulignons que les circonstances peuvent changer dans un intervalle de 20 ans et nécessiter que l'on réexamine la durée de vie économique du projet, et partant, les taux d'amortissement qui conviennent dans son cas. Sans vouloir lier de futurs comités d'audience de l'Office, nous pouvons affirmer que si l'Office devait réévaluer la méthode d'amortissement au cours des 20 premières années d'exploitation du pipeline, il prendrait en considération l'effet de tout changement du point de vue de l'amortissement sur la capacité de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership à financer ses frais d'intérêt.

Le saviez-vous?

Amortissement

Pour les fins comptables, l'amortissement consiste à répartir le coût d'un bien, comme un pipeline, pendant sa vie utile estimative par l'imputation de charges annuelles aux résultats. Par exemple, si le coût en capital d'un projet se chiffrait à 20 millions de dollars et si le taux d'amortissement était 5 %, une charge de 1 million de dollars serait incluse annuellement dans les droits afin de permettre au propriétaire de recouvrer les capitaux investis à l'origine. Aux fins de la fixation des droits, la dotation aux amortissements fait partie du coût annuel de prestation du service de la société. L'inclusion de l'amortissement dans le coût de service permet à la société de recouvrer le coût de ses actifs au fil du temps. Outre ce remboursement de capital, le propriétaire du bien touche un revenu sur le capital.

8.2.5 Méthodes de conception des droits (droit de zone par opposition au droit volume-distance)

Il existe trois principales méthodes de tarification en fonction du coût de service : la tarification de zone, la tarification volume-distance et la tarification sous forme de droit timbre-poste. Selon les circonstances, n'importe laquelle de ces méthodes peut produire des droits justes et raisonnables.

Les promoteurs ont proposé de distinguer deux zones tarifaires pour le pipeline de la vallée du Mackenzie, tel qu'il est indiqué à la figure 8-1, soit :

- une zone de grande distance pour le gaz entrant dans le pipeline en amont de Little Chicago, près de la borne kilométrique 203;
- une zone de courte distance pour le gaz entrant dans le pipeline à Little Chicago, ou en aval de ce point.

Il est proposé que le droit exigible pour le transport à courte distance aux termes d'un contrat de 20 ans soit fixé à 72,4 % du droit du service garanti. Ainsi, ceux qui expédieraient du gaz provenant de la région des collines Colville paieraient le droit réduit. Le droit pour le transport à courte distance avait d'abord été fixé à 80 %, mais il a été révisé à la baisse pour refléter la distance par rapport à la longueur totale du pipeline de la vallée du Mackenzie que représente le trajet commençant à mi-chemin entre Little Chicago et Norman Wells et se terminant au point d'interconnexion avec le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. en Alberta.

Les promoteurs ont indiqué qu'il serait raisonnable, dans le cas du pipeline de la vallée du Mackenzie, de distinguer deux zones, chacune étant assortie d'un seul droit. Cette formule reconnaît que les grosses quantités de gaz qui entrent dans le pipeline à Inuvik rendent économiquement possible l'acheminement de gaz à partir de points plus au sud dans les Territoires du Nord-Ouest. Les promoteurs n'étaient pas en faveur de l'utilisation d'un droit volume-distance comme seule méthode de tarification. Ils craignaient que des taux très sensibles à la distance puissent accorder trop d'avantages à de futurs expéditeurs sur courte distance sous la forme d'économies d'échelle et de gamme, et miner ainsi la volonté des expéditeurs initiaux, qui constituent l'ancrage du projet, d'aller de l'avant avec le projet.

Bien qu'ils ne projettent pas actuellement d'établir d'autres zones, les promoteurs ont indiqué qu'ils songeraient à le faire s'il y avait une demande de services de transport pour du gaz produit au sud de la région des collines Colville. En pareil cas, les modalités tarifaires appropriées seraient examinées à ce moment-là. En prenant une telle décision, les promoteurs tiendraient compte des avantages associés à des engagements supplémentaires, de l'existence de solutions de rechange concurrentielles, du risque de sous-utilisation de la capacité en amont et de tout autre facteur pertinent. Ils ont souligné, de plus, que c'est l'Office qui trancherait en définitive ce qui constitue des droits justes et raisonnables.

Le gouvernement du Yukon a soutenu que la conception des droits que les promoteurs proposent n'est pas efficace du point de vue économique et qu'elle peut conduire à un développement et un usage moins qu'optimaux du pipeline. En particulier, il s'inquiétait du fait que la zone de courte distance de 994 kilomètres (c.-à-d. la distance entre Little Chicago et l'Alberta) représente en fait une très grande distance pour l'application d'un seul droit et que cela dissuaderait des expéditeurs éventuels d'utiliser la partie sud du pipeline de la vallée du Mackenzie. Selon lui, l'Office devrait juger qu'une conception des droits fondée sur le volume-distance (ou l'énergie-distance) est

Le saviez-vous?

Conception des droits

Droit de zone – droit applicable à toutes les expéditions reçues d'une même zone ou à toutes les livraisons effectuées à l'intérieur d'une même zone, peu importe le point de livraison précis dans la zone. Par exemple, la province de la Saskatchewan représente une zone dans le réseau de TransCanada PipeLines Limited. Ainsi, toutes les expéditions de gaz en Saskatchewan sont tarifées au même taux, que le point de réception soit dans l'ouest ou dans l'est de la province.

Droit volume-distance – droit qui augmente en fonction de la distance parcourue par le gaz. Par exemple, il peut s'agir d'un frais payé au kilomètre. Si les contrats sont négociés en unités d'énergie ($/GJ ou $/MBTU) plutôt qu'en unités volumétriques ($/Mpi^3 ou $/m^3), l'expression droit énergie-distance est parfois employée.

Droit timbre-poste – droit exigé par unité volumétrique transportée, indépendamment de la distance parcourue et des points d'origine et de destination. Il ressemble au tarif postal, qui demeure le même peu importe que la lettre soit expédiée une rue plus loin ou à l'autre bout du pays.

Figure 8-1

Zones tarifaires proposées du pipeline de la vallée du Mackenzie

appropriée et conforme à l'intérêt public dans le cas du pipeline de la vallée du Mackenzie. Il a ajouté que l'Office devrait ordonner que la mise en œuvre de cette conception des droits repose sur un ensemble intégré de besoins en produits, englobant le coût du pipeline initial, des agrandissements futurs et des éventuels prolongements et latéraux qui se raccorderaient au pipeline. (Ces sujets sont examinés plus à fond à la section 8.2.8.)

Le gouvernement du Yukon a souligné qu'une tarification fondée sur des droits volume-distance est utilisée sous diverses formes dans bon nombre de réseaux pipeliniers canadiens, y compris le réseau principal de TransCanada, le réseau de Colombie-Britannique de TransCanada et le réseau T-Sud de Westcoast. Selon lui, une répartition des coûts suivant le principe volume-distance donnerait des droits qui sont efficaces, justes et équitables, bien compris des expéditeurs et de l'Office, et assez souples pour perdurer dans un large éventail de circonstances futures. Il a soutenu, de plus, qu'il n'est pas nécessaire que la méthode de conception des droits repose strictement sur des droits volume-distance et que des droits de zone peuvent être établis le long d'un pipeline dont la conception tarifaire est fondée sur des droits volume-distance ou énergie-distance.

MGM Energy Corp. et Apache Canada Ltd. étaient toutes les deux en faveur d'une méthode de conception des droits comprenant un droit fondé sur la distance, car cela reflète la part proportionnelle des coûts d'utilisation qui revient à chaque expéditeur. MGM Energy Corp. souhaitait que la méthode du droit volume-distance soit appliquée autant au pipeline de la vallée du Mackenzie qu'aux installations de transport de liquides de gaz naturel et elle n'était pas opposée à l'utilisation de droits de zone. En plaidoirie finale, les deux sociétés et d'autres parties ont appuyé le concept de droits sensibles à la distance.

Les promoteurs proposent également des modalités distinctes pour la tarification des services destinés aux collectivités du Nord (voir la section 8.2.9).

Opinion de l'Office

L'idéal sur le plan de l'efficience économique serait que le pipeline soit toujours exploité à pleine capacité sur toute sa longueur, c'est-à-dire d'Inuvik jusqu'à la limite entre les Territoires du Nord-Ouest et l'Alberta. En pareil cas, il serait logique de percevoir un droit timbre-poste et de n'avoir qu'une seule zone tarifaire. Or, il reste de la capacité inutilisée sur le pipeline de la vallée du Mackenzie, tel qu'il est proposé, et y intéresser d'autres expéditeurs rehausserait l'efficience économique du pipeline et se solderait, d'une manière générale, par une baisse des droits au profit de tous.

Suivant les principes de la causalité des coûts et de l'utilisateur-payeur, nous croyons que des droits sensibles à la distance seraient souhaitables. Toutefois, nous pensons qu'une tarification strictement volume-distance serait inutilement compliquée. Compte tenu de l'emplacement des réserves de gaz dont il est question dans la preuve, nous approuvons la formule de tarification initiale des promoteurs, qui comporte deux zones. Cependant, nous nous attendons à ce que la création d'autres zones (en plus de celles qui sont proposées) soit envisagée dans l'avenir et à ce que les droits correspondant à chacune soient des droits sensibles à la distance. Voici les facteurs dont il faudrait tenir compte, entre autres, pour déterminer la situation des futures zones et le moment propice pour les créer :

- la distance;
- les dépenses en immobilisations;
- les avantages que comportent les engagements additionnels de la part d'expéditeurs;
- l'existence de solutions de rechange concurrentielles;
- le risque de non-utilisation de la capacité en amont;
- d'autres aspects pertinents.

8.2.6 Le principe du libre accès

Les producteurs qui exploitent d'autres ressources en gaz naturel dans la région ont besoin d'avoir accès au pipeline de la vallée du Mackenzie pour rejoindre le marché nord-américain. Le principe du libre accès signifie que tous les expéditeurs qui acceptent les conditions en matière de droits et de tarifs du pipeline ont le droit d'avoir accès à ses services aux endroits où il est économiquement faisable pour les promoteurs de les procurer. À défaut de cet accès, les approvisionnements en gaz naturel des Territoires du Nord-Ouest ne pourraient pas être exploités économiquement.

Des parties qui pourraient devenir éventuellement des tiers expéditeurs ont soulevé les questions suivantes au sujet de l'accès au pipeline de la vallée du Mackenzie :

- la politique d'accès et d'agrandissement, ce qui englobe la démarche relative aux agrandissements et leur traitement sur le plan des droits;
- les ententes préalables;
- la période contractuelle minimum;
- un service de transport interruptible pour le gaz ne répondant pas aux spécifications.

Politique d'accès et d'agrandissement

Au cours de l'audience de l'Office, deux questions centrales ont été examinées en ce qui touche la politique d'accès et d'agrandissement. La première a trait à la démarche relative aux agrandissements et leur réalisation en temps opportun, et la seconde, au traitement des agrandissements futurs sur le plan des droits.

Démarche relative aux agrandissements futurs

Les promoteurs ont affirmé que s'ils recevaient plus tard des demandes de service sur le pipeline de la vallée du Mackenzie, il y aurait plusieurs façons de trouver de la capacité pour y répondre. D'abord, ils pourraient demander à leurs expéditeurs actuels de « remettre » toute capacité dont ils n'ont pas besoin. Une autre façon consisterait à lancer un appel de soumissions pour voir si d'autres producteurs ont besoin de capacité. Une fois qu'ils auraient conclu suffisamment d'ententes préalables, les promoteurs déposeraient les demandes de réglementation nécessaires afin de procéder à l'agrandissement du pipeline. Enfin, les expéditeurs éventuels conserveraient le droit de demander que l'Office ordonne au transporteur de fournir le service sollicité. Les promoteurs ont souligné qu'il n'est pas possible, à ce stade-ci, de se prononcer d'une manière définitive sur les circonstances et le moment des futurs agrandissements du pipeline de la vallée du Mackenzie.

Le Mackenzie Explorer Group souhaitait avoir une certaine garantie qu'en cas de découverte d'autres ressources, une capacité de traitement et de transport par pipeline pourrait être obtenue ou développée économiquement dans un laps de temps raisonnable. Il a soutenu que cette garantie pourrait être fournie par l'établissement d'une politique d'agrandissement qui vise à la fois le pipeline de la vallée du Mackenzie et le réseau de collecte Mackenzie. À son avis, une telle politique d'agrandissement devrait comprendre, entre autres éléments, une marche à suivre clairement définie pour la présentation de demandes de service par les expéditeurs actuels et éventuels, ainsi qu'un processus transparent et public d'appel de soumissions pour solliciter d'autres demandes de service. En outre, l'exploitant du pipeline de la vallée du Mackenzie devrait être tenu de communiquer en temps opportun les renseignements pertinents sur les agrandissements, tels que l'augmentation de capacité, les coûts et les droits prévus. Le Mackenzie Explorer Group a demandé également que les promoteurs étudient les demandes d'agrandissement d'une manière opportune et y donnent suite rapidement.

Le gouvernement du Yukon a soutenu, quant à lui, que si toutes les conditions de la politique d'accès étaient satisfaites, les promoteurs devraient être obligés de donner suite à une demande.

Traitement sur le plan des droits

Le deuxième point, soit le traitement approprié d'éventuels agrandissements sur le plan des droits, soulève la question de savoir si les coûts de futurs agrandissements devraient être intégrés à la base tarifaire existante du pipeline de la vallée du Mackenzie.

Dans leur énoncé des principes de conception des droits, les promoteurs ont indiqué que, parce qu'ils s'attendaient à ce que tous les agrandissements prévisibles donnent lieu à une réduction des droits, ils envisageaient que les droits associés à un agrandissement seraient déterminés suivant la formule du droit intégral. Toutefois, les promoteurs ont aussi déclaré qu'ils ne pouvaient pas arrêter une méthode de conception des droits définitive qui s'appliquerait en toute circonstance et qu'il ne serait pas approprié qu'eux-mêmes ou l'Office donnent des garanties dans ce sens.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a soutenu que les expéditeurs éventuels, par principe, devraient obtenir l'assurance catégorique que les droits associés à un agrandissement du projet gazier Mackenzie seraient établis suivant la formule du droit intégral, peu importe qu'il en résulte ou non une réduction des droits en vigueur. Il a rappelé que l'Office a eu pour pratique, pour tout gazoduc important de son ressort, d'intégrer tous les coûts en capital associés aux installations dans une même base tarifaire, de sorte qu'il y ait un seul coût de service. La formule du droit intégral a été contestée dans les années 1980. L'Office l'avait retenue à ce moment-là sur la foi d'une masse de preuves et d'arguments. Pour les parties qui envisagent de passer de futurs contrats de service sur le pipeline de la vallée du Mackenzie, il serait utile d'avoir une indication que les promoteurs ont l'intention de se conformer au principe de l'intégration des droits, ou qu'ils sont tenus de le faire. Ceci, du reste, fournirait un signal à long terme qui encouragerait l'exploration et la mise en valeur des ressources gazières, d'autant plus que le pipeline ouvre l'accès à un nouveau bassin.

Le gouvernement du Yukon a également soutenu que l'Office devrait statuer que les coûts associés à des agrandissements, y compris des prolongements et des latéraux servant au raccordement d'approvisionnements, doivent être intégrés à ceux des installations en place pourvu que les critères économiques d'usage soient satisfaits afin de garantir que les nouvelles installations seraient utilisées et que les expéditeurs répondraient de leur utilisation en signant des contrats ayant une durée primaire suffisante.

Les promoteurs ont répliqué que l'Office n'est pas strictement lié par ses décisions antérieures et qu'il doit examiner le bien-fondé de chaque cas en fonction du dossier qui lui est présenté. Ainsi, il ne peut se prononcer sur le traitement d'un agrandissement sur le plan des droits qu'au moment où la demande relative à l'agrandissement est déposée. Ils ont convenu, toutefois, de supprimer le libellé de l'article 20.4 des principes tarifaires qui suscitait de l'inquiétude au sujet de leur volonté d'entreprendre des agrandissements qui pourraient entraîner une

hausse des droits. Le texte se lit comme suit : [Traduction] « Comme il est attendu que tous les agrandissements prévisibles entraîneront une réduction des droits en vigueur [...] »

Ententes préalables

Comme nous l'avons indiqué précédemment, les propriétaires-expéditeurs du pipeline de la vallée du Mackenzie sont les seules parties à avoir signé jusqu'ici des ententes préalables de transport sur le pipeline, ayant conclu des contrats pour une capacité totale de 23,5 Mm^3/j (830 Mpi^3/j). Ceci laisse une capacité libre en été de 10,8 Mm^3/j (380 Mpi^3/j) avec trois stations de compression en marche (ce qui représente la conception de base), ou une capacité de 3,8 Mm^3/j (130 Mpi^3/j) avec une seule station de compression, Great Bear River. Une capacité supplémentaire serait disponible l'hiver à cause de l'effet de la température ambiante sur la performance des compresseurs, mais les contrats de transport garanti sont déterminés en fonction du débit atteignable pendant la période où le flux est le moins élevé, soit durant l'été. Le nombre de contrats conclus avec de tierces parties est important car il influe notamment sur le nombre de stations de compression requises, le niveau des droits perçus dans le réseau et la part du projet qui appartiendrait à la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership.

Pour avoir droit à la capacité du pipeline de la vallée du Mackenzie, les expéditeurs éventuels doivent d'abord signer une entente préalable. L'entente préalable pro forma, telle qu'elle est structurée, comprend l'entente de service de transport garanti (ESTG) proposée, ainsi que l'énoncé des principes de conception des droits et des principes tarifaires.

Les promoteurs ne demandent pas que l'Office approuve l'entente préalable ou l'ESTG, mais ils sollicitent l'approbation des principes de conception des droits et principes tarifaires qui en font partie. Selon eux, le fait de s'entendre sur les principes de conception des droits leur procure, à eux et aux expéditeurs, une plus grande certitude à l'égard de la façon dont les droits seront déterminés. Ceci permet aux expéditeurs d'arrêter des plans concernant la mise en valeur de leurs ressources gazières et permet aux expéditeurs de mobiliser du financement. De plus, cette certitude accrue réduit la nécessité de tenir des audiences annuelles sur les droits, et les coûts y afférents.

Les promoteurs ont déclaré que, une fois que l'Office aura publié ses motifs de décision, les expéditeurs du projet gazier Mackenzie devront chacun signer une ESTG, et l'entente préalable prendra fin à ce moment-là. Dans les 75 jours suivant la publication des motifs de décision, les promoteurs feront parvenir une ESTG à tous les expéditeurs et ceux-ci disposeront de 15 jours après la réception de l'entente, ou 45 jours après la diffusion de la décision de l'Office, le délai le plus éloigné étant retenu, pour signer le contrat. Les ententes de service de transport garanti seront signées avant que les promoteurs décident d'aller de l'avant avec le projet.

L'entente préalable accorde aux parties le droit de résilier l'entente pour tout motif dans les 30 jours suivant la publication des motifs de décision de l'Office. Cependant, si un expéditeur décidait de résilier l'entente, il aurait à acquitter un frais de résiliation de 285 $ le gigajoule pour la quantité journalière inscrite au contrat. À titre d'exemple, une partie qui aurait signé une entente préalable pour un volume de 2,83 Mm^3/j (100 Mpi^3/j) paierait environ 30 millions de dollars en frais de résiliation. Les promoteurs peuvent résilier toutes les ententes de service de transport garanti dans l'année qui suit la date de publication des motifs de décision de l'Office s'ils décident de ne pas construire le pipeline de la vallée du Mackenzie.

Étant donné que les principes de conception des droits et principes tarifaires font partie intégrante de l'entente préalable, l'expéditeur, en signant une entente préalable, conviendrait contractuellement que le tarif du pipeline de la vallée du Mackenzie devrait refléter les dispositions concernant les droits et le tarif qui y sont énoncées. Dans les faits, ceci priverait contractuellement les expéditeurs du droit de soulever des préoccupations devant l'Office en cette matière et les obligerait contractuellement

Le saviez-vous?

Définitions

Appel de soumissions – Processus par lequel une société pipelinière offre une capacité nouvelle ou établie au marché et reçoit des soumissions pour cette capacité de la part des intervenants du marché.

Besoins en produits – Correspond au coût total de prestation du service, comprenant les charges d'exploitation et d'entretien, l'amortissement comptable et financier, les impôts et le rendement de la base tarifaire.

Contrat pro forma ou entente préalable pro forma – Modèle de contrat ou d'entente préalable.

Droit lié à la demande – Frais mensuels qui couvrent les coûts fixes d'une société pipelinière. Le droit lié à la demande est fondé sur la quantité journalière inscrite au contrat de service et est payable indépendamment du volume réellement transporté.

Entente préalable – Accord formel entre un expéditeur et une société pipelinière qui stipule que, une fois la capacité en place, les deux entreprises concluront une entente de service si certaines conditions sont réunies. En vertu de l'entente préalable, l'expéditeur s'engage à utiliser le pipeline pour transporter des quantités de gaz déterminées et la société pipelinière s'engage à mettre à la disposition de l'expéditeur l'espace pipelinier requis pour le transport du gaz, pourvu que les conditions voulues soient satisfaites.

à soutenir la position de la société pipelinière dans toute instance devant l'Office.

L'entente préalable prévoit toutefois une exception précise à cette règle, qui accorderait aux signataires le droit de contester la prudence des coûts de prédéveloppement et dépenses en immobilisations, ainsi que la prudence des frais d'exploitation. Ce droit de contestation permettrait aux expéditeurs de mettre en doute le caractère raisonnable des coûts avancés par les promoteurs.

Selon le Mackenzie Explorer Group, le fait d'obliger les expéditeurs qui ont conclu une entente de service de transport garanti d'appuyer des aspects de la demande concernant le projet gazier Mackenzie sur lesquels ils ne sont pas d'accord a pour effet de dissuader des parties de signer des contrats avant que le processus d'audience de l'Office ne soit terminé. Il trouve déraisonnable d'imposer une telle exigence à des expéditeurs qui ne sont pas également des propriétaires.

Le Mackenzie Explorer Group a fait remarquer que l'entente préalable et l'entente de service de transport garanti détaillent un grand nombre d'éléments qui, normalement, seraient traités dans un tarif pipelinier ou déterminés par l'Office dans le cadre d'une instance portant sur les droits et le tarif, notamment :

- la structure du capital;
- le rendement du capital-actions;
- le coût de la dette;
- l'amortissement comptable;
- les taxes et impôts;
- la conception des droits pipeliniers;
- les droits de renouvellement;
- les cas de force majeure;
- les services offerts par le pipeline;
- le service de dépassement autorisé;
- les restrictions à l'égard de la disponibilité du service de transport interruptible;
- diverses autres questions.

Le Mackenzie Explorer Group a aussi soutenu que l'absence de dispositions pour protéger l'expéditeur dans l'éventualité où un événement indésirable surviendrait avant la signature d'une entente de service de transport garanti, c'est-à-dire une protection autre que le droit de « racheter » ses obligations de transport en payant 285 $ par gigajoule de demande contractuelle, est un autre facteur qui dissuade les parties de signer l'entente préalable. Des événements indésirables peuvent consister en une augmentation déraisonnable de la base tarifaire projetée, une décision négative de l'Office, des retards sur le plan de la réglementation ou un manque de capacité pipelinière en aval. D'autres facteurs faisant obstacle à la signature de contrats sont l'absence de garanties qu'un accès sera fourni à d'autres segments du projet gazier Mackenzie pendant la durée de l'ESTG, à des conditions raisonnables, et l'absence de codes de conduite pour les phases de la construction et de l'exploitation du projet.

Le Mackenzie Explorer Group a avancé que, pour répondre aux préoccupations concernant l'entente préalable, il faudrait obliger les promoteurs à déposer un projet de tarif devant l'Office dans les trois mois suivant la publication de sa décision. Après l'examen du tarif déposé, qui pourrait inclure la tenue d'une audience publique au besoin, l'Office approuverait un tarif approprié et l'entente de service de transport garanti. Le tarif traduirait les déterminations que l'Office aurait faites durant la présente instance au sujet des principes concernant les droits et le tarif.

MGM Energy Corp. a souligné, pour sa part, que compte tenu de l'absence d'accord sur le tarif et les méthodes de conception des droits, de l'absence de code de conduite régissant l'exploitation et du manque de renseignements sur les droits et le tarif qui s'appliqueraient au pipeline de liquides de gaz naturel, il n'est pas étonnant qu'aucun tiers expéditeur n'ait encore signé une entente préalable.

Période contractuelle minimum

Les promoteurs ont offert deux choix à l'égard de la période contractuelle, soit 20 ans et 15 ans, sous réserve qu'au moins 20 % des contrats doivent avoir une durée de 20 ans pour satisfaire aux exigences en matière de financement. Le droit applicable à une période de 15 ans serait plus élevé que celui d'un contrat de 20 ans. Dans le cas d'expéditions allant d'un bout à l'autre du pipeline, la prime à payer serait de 15 cents le gigajoule. Les promoteurs ont précisé qu'ils détermineraient si d'autres durées contractuelles peuvent être envisagées, après le début des expéditions, et que cette décision dépendrait d'un grand nombre de facteurs, dont le volume, l'opportunité du moment et le coût.

Le Mackenzie Explorer Group et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont chacun exprimé des préoccupations au sujet de l'absence de contrats de plus courte durée. Le Mackenzie Explorer Group reconnaît qu'une durée de 15 ans convient comme période contractuelle minimum pour des contrats initiaux. Toutefois, il a souligné qu'on devrait exiger que les promoteurs clarifient, au moment de déposer le projet de tarif, que des contrats de service garanti d'une durée minimum d'un an peuvent être conclus sur le pipeline de la vallée du Mackenzie à l'égard de la capacité existante non souscrite.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest se préoccupe du fait qu'aucun service de transport n'est prévu actuellement à l'intention des expéditeurs qui ne peuvent pas s'engager pour la période minimum de 15 ans. Les expéditeurs ayant besoin de services pour de

plus courtes durées devront patienter plusieurs années avant de savoir si de tels services seront ou non accessibles. De plus, ils pourraient se retrouver dans la situation désavantageuse d'avoir à passer des contrats sur le marché secondaire – s'il s'en développe un – pour obtenir des services de transport sur le pipeline de la vallée du Mackenzie. Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest croyait que ces lacunes feraient obstacle à l'exploitation économique d'autres ressources gazières de la région. Il a soutenu que pour répondre à cette préoccupation, il serait juste et raisonnable que l'Office s'assure, ne serait-ce qu'à titre de solution de repli, qu'une capacité primaire serait accessible sur le pipeline de la vallée du Mackenzie, à compter de sa mise en service, pour des périodes plus courtes que le minimum de 15 ans, soit pour des périodes de 10 ans, par exemple. Comme dans le cas des contrats de 15 ans, le droit exigé pour des services à plus court terme refléterait une différenciation selon la durée.

Service de transport interruptible pour le gaz ne répondant pas aux spécifications

Dans son argumentation écrite, Suncor a soutenu qu'il faut obliger le pipeline de la vallée du Mackenzie à offrir un service interruptible spécial pour le transport de gaz qui ne répond pas aux exigences du tarif en ce qui touche le contenu thermique minimum. Suncor Energy Inc. a souligné dans sa requête que la reconception de son usine pour produire du gaz qui réponde aux spécifications minimums suppose un long délai de démarrage.

À titre de contexte, les promoteurs et les expéditeurs éventuels ont négocié, en juin 2006, une disposition qui permettait l'expédition de gaz n'ayant pas le contenu thermique minimum exigé, moyennant paiement d'un supplément. En outre, les principes tarifaires prévoient le transport de gaz qui excède les limites fixées de CO_2, pourvu que certaines conditions soient remplies. Cependant, si les conditions exigées ne sont pas satisfaites, l'exploitant du pipeline peut suspendre les flux de gaz comportant un excès de CO_2 et l'expéditeur est quand même tenu d'acquitter les droits prévus à son entente de service de transport garanti. À propos du service interruptible, le Mackenzie Explorer Group a affirmé que ce service ne devrait pas être réservé aux seuls expéditeurs du service garanti.

Les promoteurs ont répliqué qu'ils n'ont pas l'intention d'offrir le service interruptible à des expéditeurs n'ayant pas conclu un contrat de service de transport garanti et que Suncor Energy Inc. sera obligée de toute façon de passer une entente de service de transport garanti. C'est en fonction des contrats de service garanti signés que la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership acquerra sa participation dans le pipeline de la vallée du Mackenzie. Les promoteurs ont fait remarquer que puisqu'il s'écoulera environ huit ans avant que les expéditions de gaz naturel ne débutent, Suncor Energy Inc. aurait le temps de reconcevoir son usine afin que le gaz qu'elle produit réponde aux spécifications voulues.

Opinion de l'Office

Nous jugeons que l'accessibilité du pipeline à tous les expéditeurs qui répondent aux prescriptions du tarif est une exigence fondamentale dont doit tenir compte notre décision. Un certain nombre de principes qui favorisent le libre accès à un pipeline sont en place. Par exemple, il est essentiel que les expéditeurs soient mis au courant des modalités d'accès à un pipeline avant la négociation de contrats. Dans sa décision GH-2-87, l'Office a déclaré ce qui suit :

> Toutefois, l'Office considère essentiel que toutes les modalités d'accès à un réseau soient stipulées clairement dans le tarif afin d'assurer qu'aucune limite injuste en matière de service n'est imposée par les sociétés pipelinières qui évoluent dans les secteurs de commercialisation et de production de l'industrie du gaz naturel. Selon l'Office, les expéditeurs éventuels ont le droit de connaître les modalités d'accès à un réseau pipelinier avant de négocier des contrats puisqu'ainsi, les participants au marché peuvent prendre des décisions renseignées en matière d'approvisionnement et de marché, ce qui contribue au fonctionnement efficace du marché[4].

Dans la décision RH-3-2004, l'Office a précisé que ce principe

> assure la transparence et met le pipeline et ses clients sur un même pied d'égalité en vue de la négociation d'un arrangement commercial[5].

Pour garantir le niveau voulu de transparence et de clarté, l'Office demande aux promoteurs d'exposer dans le tarif toutes les modalités d'accès aupipeline de la vallée du Mackenzie, y compris un processus clairement défini par lequel les expéditeurs actuels et éventuels pourront présenter des demandes de service et la démarche précise qui sera suivie pour la conduite d'appels de soumissions.

Pour ce qui concerne les agrandissements futurs, nous ne pouvons offrir la garantie que souhaitent le Mackenzie Explorers

[4] Motifs de décision GH-2-87, p. 125
[5] Motifs de décision RH-3-2004, p. 9

Group et le gouvernement du Yukon en l'absence des renseignements qui accompagneraient normalement une demande de service précise.

En ce qui touche le traitement des agrandissements futurs sur le plan des droits, nous prenons bonne note des préoccupations suscitées par le libellé suivant du tarif : [Traduction] « Comme il est attendu que tous les agrandissements prévisibles entraîneront une réduction des droits en vigueur [...] » Les promoteurs ayant consenti à supprimer cette disposition en plaidoirie finale, les gouvernements des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon ont convenu que, bien que l'Office, par le passé, ait eu pour pratique d'intégrer les coûts en capital d'un agrandissement dans la base tarifaire existante, le traitement approprié d'un agrandissement du point de vue des droits sera déterminé à la lumière des circonstances particulières du cas.

Certaines dispositions des ententes préalables sont réputées exiger que les expéditeurs éventuels acceptent en tous points les principes relatifs aux droits et au tarif, et donc leur enlèvent la possibilité de soulever des préoccupations à ce sujet devant l'Office. De telles dispositions vont à l'encontre des principes de l'Office et des règles fondamentales du libre accès. L'Office demande aux promoteurs de supprimer ce genre de disposition de tout document traitant de l'accès au pipeline de la vallée du Mackenzie. Nous nous attendons à ce que l'article en question soit supprimé aussitôt que possible, mais au plus tard le 31 décembre 2011. Dans l'intervalle, les expéditeurs éventuels peuvent s'en remettre à l'Office pour le règlement d'un différend.

Les promoteurs sont priés de déposer un tarif dès qu'il leur est raisonnablement possible de le faire, mais au plus tard le 31 décembre 2011.

Nous constatons que le Mackenzie Explorer Group et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest préféreraient qu'il y ait plus de souplesse du point de vue de la période contractuelle minimum dès que la capacité deviendrait disponible. Nous remarquons également qu'aucune des parties n'a contesté la nécessité de contrats d'une durée minimum de 15 ans tant pour soutenir la construction du projet que pour permettre à la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership de mobiliser du financement. Pour le moment, nous voulons nous concentrer sur les dispositions qui permettront de bien positionner le pipeline de la vallée du Mackenzie sur le plan commercial d'ici la date de mise en service. C'est pourquoi nous n'exigerons pas que les promoteurs réduisent la durée contractuelle minimum pour le moment. Nous nous attendrons à ce qu'ils examinent la possibilité de contrats de plus courte durée une fois que le projet en sera à l'étape de l'exploitation.

Que les promoteurs proposent de n'offrir un service interruptible qu'aux parties qui ont conclu une entente de service de transport garanti est acceptable pour le moment, vu la nécessité d'asseoir le pipeline de la vallée du Mackenzie sur une base commerciale solide. La proposition voulant qu'un service interruptible spécial soit offert pour le transport de gaz ne répondant pas aux spécifications minimums n'a pas sa raison d'être puisque Suncor Energy Inc. dispose d'un long délai pour apporter les changements nécessaires dans ses installations.

8.2.7 Droits différentiels selon la durée du contrat

Ainsi qu'il est mentionné à la section précédente, le droit applicable à un contrat de 15 ans serait plus élevé que celui qui s'applique à une période contractuelle de 20 ans. Pour des expéditions effectuées d'un bout à l'autre du pipeline, la prime à payer serait de 15 cents le gigajoule. Le Mackenzie Explorer Group a soutenu que cette prime n'a pas été justifiée en termes de coûts et ne devrait pas être approuvée.

Les promoteurs ont argué que le montant de l'écart n'est pas censé traduire des coûts et qu'il repose sur un jugement de leur part quant à la différence de valeur qu'un contrat de 15 ans peut représenter pour les expéditeurs par rapport à un contrat de 20 ans.

Opinion de l'Office

L'écart entre les droits reflète qu'il s'agit de services différents, et est raisonnable à notre avis. Les expéditeurs éventuels auront le choix de conclure un contrat de plus longue durée avec un droit légèrement plus bas, ou une contrat de plus courte durée comportant un droit plus élevé. Ils opteront vraisemblablement pour l'option qui convient le mieux à leurs besoins.

8.2.8 Politique relative aux latéraux

Pour des raisons commerciales, les promoteurs n'ont pas l'intention de construire des prolongements ou des latéraux destinés soit à raccorder des approvisionnements, soit à livrer le gaz naturel au marché. Ils sont disposés, toutefois, à permettre le raccordement de pipelines d'interconnexion construits par d'autres.

Selon le gouvernement du Yukon, l'Office devrait statuer que le pipeline de la vallée du Mackenzie est obligé de fournir des services relatifs à des latéraux et des prolongements. Le fait de permettre aux promoteurs de limiter leur investissement à la canalisation principale va à l'encontre de l'intérêt public pour ce qui est de réaliser des économies d'échelle et de gamme qui peuvent réduire les coûts de l'ensemble du réseau, sur la base desquels les droits sont calculés. Il a argué que, si ces économies – d'échelle et de gamme – n'étaient pas réalisées, des prolongements ou des latéraux qui revêtiraient autrement une valeur économique ne seraient peut-être pas construits et il est presque certain que le développement régional du gaz naturel en souffrirait. Une pareille approche érigerait des obstacles évitables à la mise en valeur de ressources gazières qui se trouvent à une certaine distance du pipeline de la vallée du Mackenzie, mais qui dépendent de celui-ci pour le transport jusqu'aux marchés plus au sud.

Le gouvernement du Yukon a soutenu que, si les promoteurs refusent de construire des prolongements ou des latéraux, un modèle de transport par des tiers pourrait être employé pour réaliser des économies de gamme. L'adoption de droits volume-distance demandée par le gouvernement du Yukon est indissociable de cette solution. Le coût par kilomètre serait le même sur la canalisation principale et les atéraux ou prolongements, mais l'expéditeur qui utilise un prolongement paierait un droit total plus élevé parce que le transport se ferait sur une plus grande distance, incluant un prolongement ou un latéral en plus de la canalisation principale.

Le gouvernement du Yukon a noté qu'une variante de la formule du transport par des tiers serait que les promoteurs du pipeline de la vallée du Mackenzie exploitent et administrent les installations amont interconnectées, plutôt que le propriétaire de l'installation. De cette façon, le propriétaire de l'installation n'aurait pas besoin d'avoir ses propres services d'exploitation et d'administration, ces fonctions étant prises en charge par les promoteurs.

D'après le dossier

Économies d'échelle et de gamme liées aux latéraux

On obtient des économies d'échelle lorsqu'un seul produit, comme des services de transport par pipeline, peut être offert à un coût unitaire moindre grâce à l'utilisation d'un pipeline de gros diamètre, plutôt que plusieurs petits pipelines construits sur le même trajet. Au lieu que chaque expéditeur construise et exploite des installations répondant à ses propres besoins, un transporteur combine la demande de plusieurs expéditeurs et aménage un seul pipeline de plus gros diamètre.

On parle d'économies de gamme lorsque la prestation de deux services ou plus par une même société – comme des services de transport par pipeline et de latéraux – donne lieu à une réduction des coûts.

D'après le dossier

Transport par des tiers

Une société distincte pourrait construire, posséder et exploiter une canalisation de prolongement ou un latéral interconnecté avec la canalisation principale. Les parties désireuses d'utiliser ces installations passeraient des contrats avec l'exploitant du pipeline de la vallée du Mackenzie, qui, à son tour, conclurait un contrat avec la société propriétaire du latéral ou du prolongement. Le coût du service obtenu à contrat serait combiné aux coûts de la canalisation principale pour former un seul ensemble de besoins en produits annuels. L'utilisation des installations de deux propriétaires différents serait transparente pour l'expéditeur.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a déclaré que la politique de ne pas investir dans des latéraux destinés à raccorder des approvisionnements est malencontreuse puisque les promoteurs sont probablement les mieux placés pour construire de telles installations et les intégrer au réseau. Il a souligné que les promoteurs, en déclarant qu'ils n'investiront pas dans des latéraux, ne peuvent pas se soustraire aux dispositions de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, qui indique que l'Office peut, sur demande, exiger la construction de prolongements du pipeline de la vallée du Mackenzie, si c'est nécessaire et s'il n'en résulte pas un fardeau injustifié pour le pipeline.

En réplique, les promoteurs ont argué que le paragraphe 71(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ne semble pas accorder à l'Office le

Le saviez-vous?

Définitions

Canalisation principale – Conduites de transport principales d'un réseau pipelinier.

Réseau de collecte – Installations pipelinières qui recueillent le gaz dans les champs producteurs.

Réseau de distribution – Installations pipelinières qui acheminent les combustibles de la canalisation principale jusqu'au consommateur final, y compris les entreprises et les foyers.

pouvoir d'exiger que le propriétaire d'un pipeline construise des prolongements ou des latéraux servant au raccordement d'approvisionnements, mais que le paragraphe 72(1) l'autorise à obliger qu'une société pipelinière étende ses installations de transport jusqu'à leur point de raccordement avec la société de distribution locale.

Opinion de l'Office

Nous n'exigerons pas que les promoteurs aménagent des prolongements ou des latéraux pour le raccordement d'approvisionnements ou que de telles installations soient tarifées suivant la méthode du droit intégral. Bien qu'il ait le pouvoir de prendre ce genre de décision, l'Office doit être saisi d'une demande précise pour le faire. Sans connaître les particularités d'une demande, nous ne pouvons évaluer ni les circonstances, ni des facteurs tels que l'intérêt du public ou le fardeau imposé à ce dernier.

La position de l'Office concernant les latéraux de livraison est exposée à la section 8.2.9 ci-dessous.

8.2.9 Desserte des collectivités du Nord

Le dossier de l'instance faisait état de quatre questions touchant l'accès par les collectivités au gaz transporté par le pipeline de la vallée du Mackenzie, soit :

- l'octroi d'un rabais aux expéditeurs qui vendent du gaz aux collectivités du Nord;
- l'imputation des coûts en capital associés aux installations de comptage et dispositifs connexes;
- la fourniture de latéraux de raccordement aux localités;
- l'accès par les collectivités aux approvisionnements gaziers.

Rabais consenti aux expéditeurs qui vendent du gaz aux collectivités du Nord

Aux expéditeurs du pipeline de la vallée du Mackenzie qui vendent du gaz à de petits consommateurs des Territoires du Nord-Ouest, les promoteurs proposent d'offrir un rabais de 50 % sur le droit de 20 ans applicable. Désigné le programme de rabais sur les livraisons aux petits marchés des Territoires du Nord-Ouest, le programme viserait les consommateurs suivants :

- les consommateurs résidentiels, commerciaux et institutionnels, y compris les producteurs d'électricité qui les desservent;
- les petites entreprises industrielles qui consomment moins de 100 000 GJ par année;
- les producteurs d'électricité produisant moins que la quantité d'électricité qui serait générée annuellement par 100 000 gigajoules.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a retiré sa preuve faisant état de ses préoccupations au sujet du programme de rabais après que les petites entreprises industrielles et petits producteurs d'électricité y eurent été inclus.

Coûts en capital associés aux installations de comptage et dispositifs connexes

Les collectivités désireuses d'avoir accès au gaz naturel circulant dans le pipeline de la vallée du Mackenzie auraient à conclure une entente d'achat de gaz avec un expéditeur utilisant le pipeline et une entente d'interconnexion avec les promoteurs, ainsi qu'à obtenir les approbations réglementaires requises concernant la construction d'installations et la distribution du gaz. Il faudrait aménager plusieurs installations pour avoir accès au gaz transporté par le pipeline, y compris des dispositifs de comptage et de réduction de la pression à chaque point d'accès. Il serait nécessaire de réduire la pression du gaz parce que le pipeline de la vallée du Mackenzie serait exploité à une pression beaucoup plus élevée que celle du

Le saviez-vous?

Définitions

Gazoduc communautaire – Latéral qui relie la canalisation principale à un réseau de distribution locale.

Société de distribution locale – Entité légale qui distribue le gaz naturel à l'échelle d'une collectivité ou d'une région, notamment aux foyers, aux entreprises, aux institutions ou aux producteurs d'électricité. Il peut s'agir d'une société privée, d'une entité appartenant à la municipalité ou d'une coopérative. L'expression « société de distribution locale » peut aussi désigner une entreprise qui distribue l'électricité.

réseau de distribution de gaz desservant la collectivité. Il faudrait aussi chauffer le gaz naturel pour prévenir la formation d'hydrocarbures liquides causée par le passage du gaz à une pression plus basse. Les installations à construire comprendraient également des vannes, des appareils sous pression et des dispositifs de sécurité.

À la sortie de l'installation de comptage et de réduction de la pression, le gaz circulerait dans un gazoduc, ou latéral, communautaire jusqu'à un réseau de distribution locale desservant les foyers, les entreprises, les institutions et, éventuellement, des producteurs d'électricité. La longueur du latéral dépendrait de la distance qui sépare la collectivité du pipeline de la vallée du Mackenzie. La figure 8-2 illustre le raccordement d'un gazoduc communautaire, à titre d'exemple.

Les promoteurs prévoient inclure le coût des points d'accès des vannes dans la base tarifaire du pipeline de la vallée du Mackenzie, mais ils proposent que la collectivité ou le promoteur local assume tous les coûts des installations en aval des vannes. Celles-ci comprendraient des dispositifs de comptage et d'interconnexion, ainsi que toutes les installations de transport, de distribution et de traitement, et autres dispositifs qui sont nécessaires pour acheminer le gaz du pipeline aux consommateurs. Les promoteurs ont l'intention de construire les stations de comptage et tous les dispositifs d'interconnexion s'y rattachant, dont ils seraient les propriétaires, et d'en récupérer le coût auprès des collectivités, au prix coûtant. Ces installations ne feraient pas partie de la base tarifaire du pipeline de la vallée du Mackenzie et ne seraient donc pas comptées dans les droits du pipeline. Les modalités relatives au transfert des coûts aux collectivités n'ont pas encore été déterminées, mais elles devront faire l'objet d'une approbation réglementaire.

Les dispositions qui précèdent font partie de l'entente socioéconomique liée au projet gazier Mackenzie, conclue entre le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et les expéditeurs. Cependant, il est précisé dans l'entente que les engagements pris sont subordonnés aux tarifs, droits et modalités de service que l'Office pourra approuver.

Les promoteurs estimaient que le coût en capital total des installations de comptage et dispositifs connexes s'établirait à 27 millions de dollars pour les huit collectivités établies le long du pipeline, soit Inuvik, Fort Good Hope, Norman Wells, Tulita, Deline, Wrigley, Fort Simpson et Jean Marie River, si toutes ces localités recevaient le service (voir le tableau 8-3). Selon leurs estimations, les frais d'exploitation s'élèveraient à 3 millions de dollars par année, les deux tiers de ce montant étant imputables aux visites hebdomadaires que le personnel d'exploitation ferait dans chacune des collectivités.

Figure 8-2

Gazoduc communautaire

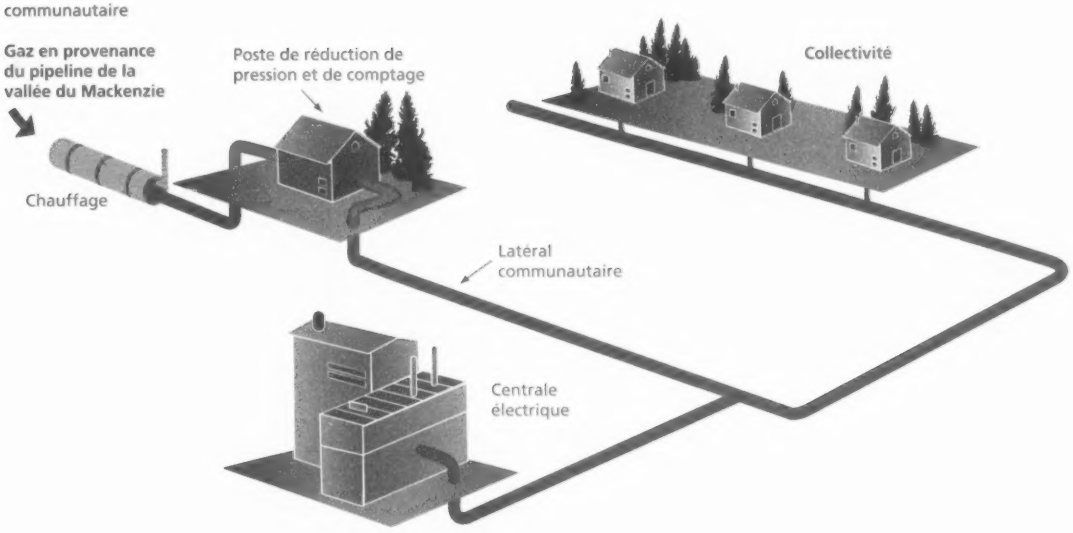


Tableau 8-3

Coût en capital estimatif des installations de comptage et dispositifs connexes, par collectivité

Collectivité	Coût en capital *(en millions de dollars)*
Inuvik	6
Fort Good Hope	2,8
Norman Wells	4,2
Tulita	2,8
Deline	2,8
Wrigley	2,1
Fort Simpson	4,2
Jean Marie River	2,1
Total	27

Le traitement proposé des coûts des installations de comptage et dispositifs connexes destinés aux collectivités en aval diffère de la façon dont de tels coûts sont traités dans la plupart des pipelines réglementés par l'Office. D'ordinaire, les coûts des installations de comptage et autres coûts associés aux ventes aux collectivités locales sont intégrés à la base tarifaire et inclus dans les droits du pipeline, plutôt qu'assimilés à des coûts de distribution. Certains latéraux du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline font exception à cette règle. Dans les cas où Maritimes & Northeast Pipeline a construit des latéraux qui ne satisfaisaient pas aux critères de viabilité économique, leurs coûts, y compris ceux des conduites et des installations de comptage, ont été payés par la société de distribution locale.

Les promoteurs ont déclaré que ce sont des considérations de coûts qui ont motivé la décision de faire payer les installations de comptage et dispositifs connexes par les collectivités en aval.

Latéraux de raccordement aux localités

Les promoteurs ont présenté une évaluation, de niveau préalable, de ce qu'il en coûterait pour aménager des canalisations latérales s'étendant du pipeline de la vallée du Mackenzie jusqu'à huit localités différentes. Ils ont fondé leurs estimations des coûts sur la demande de gaz escomptée, la distance et les facteurs propres aux sites, comme le besoin de franchir le fleuve au moyen de forages directionnels à l'horizontale dans le cas de Fort Simpson et de Deline. Les estimations ne tiennent pas compte du coût du réseau de distribution de gaz communautaire, ni des frais que suppose la conversion au gaz naturel du réseau d'alimentation électrique. Le tableau 8-4 présente les coûts en capital, la distance des collectivités, la demande de gaz estimative et l'augmentation annuelle moyenne des droits du pipeline de la vallée du Mackenzie.

Accès des collectivités aux approvisionnements en gaz

La Première nation Pehdzeh Ki a soutenu que l'obligation de fournir du gaz naturel pour consommation locale dans la collectivité de Wrigley doit constituer une des conditions de toute approbation éventuelle du projet. La société foncière Ayoni Keh a argué, pour sa part, que les promoteurs devraient être tenus de garantir aux collectivités des Territoires du Nord-Ouest un approvisionnement gazier minimum de 10 000 MBTU/j pour usage domestique, sans qu'elles n'aient à payer le coût du produit.

Les promoteurs ont répliqué qu'il n'est pas contraire à l'intérêt public que les producteurs de gaz associés au projet gazier Mackenzie obtiennent le prix du marché pour le gaz qu'ils produisent.

Tableau 8-4

Coût estimatif de prestation du service aux collectivités du Nord

Collectivité	Distance séparant la collectivité du pipeline *(km)*	Demande de gaz estimative *(m^3/j)*(Mpi³/j)		Coût en capital estimatif *(millions de dollars)*	Coût de service supplémentaire Moyenne sur 20 ans *(millions de dollars/année)*
Inuvik	28	130 000	4,6	41,8	4,7
Fort Good Hope	5	24 000	0,8	4,8	0,5
Norman Wells	1	36 000	1,3	1	0,1
Tulita	7	14 000	0,5	6,7	0,8
Deline	110	20 000	0,7	97,7	11,1
Wrigley	5	6 000	0,2	3,2	0,4
Fort Simpson	23	43 000	1,5	36,2	4,1
Jean Marie River	25	3 000	0,1	12,9	1,5
Total	**204**	**276 000**	**9,7**	**204,3**	**23,1**

Opinion de l'Office

Dans la mesure où c'est conforme au bon sens économique, il faudrait offrir aux gens du Nord une possibilité raisonnable de profiter du projet en leur donnant accès à du gaz naturel – un combustible propre – à consommer dans leurs collectivités. Sous ce rapport, l'engagement que les promoteurs ont pris de consentir un rabais de 50 % sur le droit applicable à un contrat de 20 ans aux expéditeurs qui veulent vendre du gaz aux collectivités du Nord est certes valable. Cependant, nous croyons que l'intérêt public exige de faire plus pour donner aux résidents des Territoires du Nord-Ouest une meilleure chance d'avoir accès au gaz.

Nous avons déterminé qu'il est conforme à l'intérêt public d'obliger les promoteurs à construire des latéraux jusqu'aux collectivités qui satisfont au critère de rentabilité économique, à demeurer les propriétaires de ces installations et à en intégrer le coût dans la base tarifaire du projet. Si un latéral proposé ne satisfaisait pas au critère de rentabilité économique, les promoteurs pourraient exiger une contribution (« aide à la construction ») pour couvrir le manque à gagner. Afin de mettre ces principes en vigueur, nous enjoignons aux promoteurs d'élaborer et de déposer les paramètres du critère de rentabilité économique d'ici le 31 décembre 2011, après avoir consulté les expéditeurs éventuels et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

En ce qui touche les installations de comptage et de réduction de la pression, au Canada, de telles installations sont le plus souvent intégrées au coût de service de la canalisation principale du pipeline. Nous ne voyons aucune raison de ne pas adopter un traitement tarifaire semblable dans le cas du pipeline de la vallée du Mackenzie. Par conséquent, les promoteurs sont priés d'incorporer cette méthode de conception des droits dans leurs principes relatifs aux droits et au tarif.

Pour ce qui concerne l'approvisionnement en gaz des collectivités, nous nous attendons à ce que les marchés du gaz naturel continuent à bien fonctionner. Dans la mesure où les collectivités paient des prix du marché qui procurent des rentrées nettes comparables à celles qui seraient obtenues si le gaz était vendu en Alberta, elles ne devraient pas avoir de mal à s'approvisionner. Par conséquent, il n'y a pas lieu de garantir aux collectivités l'accès à un approvisionnement en gaz minimum.

Nous sommes intéressés à suivre la mesure où les collectivités réussissent à obtenir des approvisionnements en gaz de la vallée du Mackenzie. À cette fin, nous avons établi la condition 76 visant le pipeline de la vallée du Mackenzie selon laquelle les promoteurs doivent nous présenter un rapport fournissant des précisions sur toute expression d'intérêt reçue d'une collectivité qui souhaite se raccorder à une canalisation latérale de livraison de gaz ou faire construire une telle canalisation pour raccorder son réseau de distribution de gaz local. La condition 76 a été modifiée depuis que nous l'avons fait circuler le 9 mars 2010 afin de tenir compte des cas où l'on demanderait aux promoteurs du pipeline de la vallée du Mackenzie de construire un latéral pour desservir une collectivité.

8.2.10 Codes de conduite

Un code de conduite a pour but de guider les actions d'une entreprise en énonçant les normes et les conditions qui doivent régir les interactions entre la société, les membres du personnel, les propriétaires, les sociétés affiliées et les expéditeurs actuels et éventuels. Les promoteurs ont établi un code de conduite qui gouverne toutes les activités de prédéveloppement associées au pipeline de la vallée du Mackenzie. Le code traite de sujets comme la confidentialité des renseignements, la séparation des activités du personnel associé au pipeline de la vallée du Mackenzie et de celles des propriétaires du pipeline, les questions afférentes au personnel, la répartition appropriée des coûts, l'achat de services à la juste valeur du marché et les dispositions garantissant que les propriétaires ne bénéficient pas d'un traitement de faveur.

Le code de conduite était censé s'appliquer à toutes les activités menées du 1er juillet 2002 au 1er janvier 2011, ou jusqu'à la date à laquelle la décision serait prise de construire le pipeline de la vallée du Mackenzie, selon celle de ces dates qui surviendrait la première. À ce moment-là, les promoteurs actualiseraient le code de conduite pour y inclure les étapes de la construction et de l'exploitation du pipeline. Les promoteurs se sont engagés à élaborer le nouveau code de conduite, de concert avec les expéditeurs actuels et éventuels, avant le début de l'étape suivante du projet.

Les promoteurs ne voyaient aucune raison d'élaborer un nouveau code visant les étapes de la construction et de l'exploitation avant que l'Office rende sa décision, estimant que ceci ne constituerait pas une bonne utilisation des ressources. Les codes de conduite sont des

documents évolutifs qui se rapportent expressément à un pipeline, un organisme ou un projet en particulier. Les promoteurs ont proposé de différer l'élaboration d'un code de conduite détaillé définitif visant les étapes ultérieures du projet jusqu'à ce que ce travail puisse être accompli d'une manière opportune et efficace.

Les promoteurs ont déposé le code de conduite à titre d'information seulement, mais ils ne s'opposaient aucunement à ce que l'Office se prononce sur l'à-propos de celui qui sera élaboré plus tard à l'égard de l'exploitation du pipeline de la vallée du Mackenzie.

Les promoteurs n'ont pas déposé de code de conduite au sujet du réseau de collecte Mackenzie. Toutefois, ils ont affirmé que les principes sous-jacents du code visant le pipeline de la vallée du Mackenzie ont été observés pour toute question ayant trait au réseau de collecte Mackenzie.

Deux intervenants, le Mackenzie Explorer Group et MGM Energy Corp., ont soulevé des préoccupations au sujet du code de conduite présenté par les promoteurs. Le Mackenzie Explorer Group voulait s'assurer que les expéditeurs sans lien de dépendance seraient traités de façon équitable et appropriée par rapport aux propriétaires des installations et à leurs expéditeurs affiliés. La question des normes de conduite que les propriétaires de services publics devraient observer dans leurs rapports avec des sociétés affiliées a été débattue exhaustivement par d'autres instances. Les régies ont prescrit des normes et des mécanismes d'application qui visent à garantir que des sociétés affiliées ne tirent aucun avantage injuste de leurs liens avec les propriétaires du service public. Le Mackenzie Explorer Group trouvait que certaines des dispositions du code de conduite étaient trop permissives.

Le Mackenzie Explorer Group se préoccupait aussi du fait que les ententes de service de transport garanti proposées obligent les expéditeurs éventuels à communiquer aux promoteurs des renseignements détaillés et exhaustifs sur leurs ressources et des prévisions concernant leur productibilité. Le bien-fondé d'exiger la communication de ces renseignements serait probablement examiné dans le contexte des dépôts relatifs au tarif que es promoteurs devraient être tenus de faire auprès de l'Office. Toutefois, si l'Office approuvait cette exigence, cela soulèverait des questions importantes au sujet du risque que l'information soit communiquée à tort à des sociétés affiliées des promoteurs ou utilisée par celles-ci à des fins inappropriées. Le Mackenzie Explorer Group a souligné que l'Office se doit de prendre toutes les mesures nécessaires pour protéger les renseignements qu'un expéditeur pourrait être obligé de fournir de toute utilisation ou communication inappropriée.

Les services publics réglementés sont souvent tenus d'appliquer un code de conduite. TransCanada PipeLines Limited a déposé un code de conduite visant son réseau principal en application de la décision RH-2-2004, et l'Office l'a sanctionné le 7 juillet 2005. Le Mackenzie Explorer Group prétend que le code de conduite des promoteurs devrait s'appliquer à toutes les composantes du pipeline de la vallée du Mackenzie et du réseau de collecte Mackenzie ainsi qu'à toutes les étapes du projet, c'est-à-dire la pré-construction, la construction et l'exploitation. Le code de conduite devrait faire partie des tarifs déposés et être soumis à l'approbation de l'Office.

MGM Energy Corp. trouvait préoccupant le fait que les promoteurs ne soient pas d'avis que l'Office doit approuver le code de conduite visant l'exploitation, qu'ils n'aient pas l'intention de le soumettre avant que l'Office rende sa décision et que le propriétaire exploitant continuerait à muter du personnel entre les activités relatives au pipeline et aux installations connexes et celles des entreprises de production et d'exploitation des propriétaires.

MGM Energy Corp. estimait que la position des promoteurs était inacceptable et ne répondait pas aux normes d'exploitation minimums auxquelles peuvent s'attendre d'éventuelles tierces parties clientes d'un pipeline réglementé au Canada. Le code de conduite visant l'exploitation aurait dû être déposé en même temps que la demande ou présenté avant le début de l'audience. Des régies ont déjà obligé des sociétés pipelinières de leur ressort à déposer des codes de conduite. MGM Energy Corp. a examiné les codes de conduite élaborés dans le cas de Maritimes & Northeast Pipeline et du réseau de l'Alberta de TransCanada. Selon elle, ces codes de conduite, préparés de concert avec des participants de l'industrie, fournissent aux promoteurs un bon modèle à suivre pour l'élaboration et la mise en application de leur propre code de conduite. MGM Energy Corp. a invoqué la décision rendue par l'Office dans l'instance RH-3-2004, où celui-ci réitère le principe selon lequel les expéditeurs doivent connaître avant les négociations quelles seront les modalités d'accès à un pipeline (pour plus de précisions, voir la rubrique Opinion de l'Office à la section 8.2.6).

Opinion de l'Office

L'incertitude concernant les modalités d'accès au pipeline de la vallée du Mackenzie et au réseau de collecte Mackenzie a empêché les expéditeurs non propriétaires de négocier des contrats de service. Cette situation joue au détriment des expéditeurs éventuels dont le gaz ne trouve pas de moyens de transport hors du delta du Mackenzie et nuit aussi à l'intérêt public, auquel pourrait contribuer le succès du projet.

Nous constatons qu'il existe plusieurs codes de conduite dont les promoteurs pourraient s'inspirer pour rédiger un code exhaustif et approprié pour un réseau pipelinier de libre accès.

Les promoteurs sont priés de déposer, en vue de son approbation, un code de conduite visant le pipeline de la vallée du Mackenzie et le réseau de collecte Mackenzie qui s'applique à toutes les étapes du projet, y compris la pré-construction, la construction et l'exploitation. Le ou les codes de conduite doivent être déposés le plus tôt possible mais, dans tous les cas, au plus tard le 31 décembre 2011. Le ou les codes de conduite doivent traiter à fond des aspects suivants, au minimum :

- la prévention de tout traitement de faveur injuste;
- la régie des interactions entre les expéditeurs et les transporteurs;
- l'indépendance des activités de transport par rapport aux affaires des sociétés affiliées;
- l'administration de la séparation des affaires;
- la protection des renseignements confidentiels et sensibles du point de vue commercial;
- les mécanismes et méthodes appropriés en matière de prix de transfert;
- un plan de contrôle de la conformité au code de conduite, comportant des vérifications indépendantes;
- des pénalités en cas de manquement au code de conduite et le recours à un tiers arbitre.

8.2.11 Groupe de travail sur les droits et le tarif

Dans son argumentation écrite, Suncor Energy Inc. a recommandé que l'Office exige des promoteurs, à titre de condition d'approbation, qu'ils lui soumettent des procédures officielles concernant les travaux d'un comité des expéditeurs du pipeline de la vallée du Mackenzie, sous une forme semblable à celles qui ont été déposées auprès de l'Office à l'égard du comité des procédures, des installations, des droits et du tarif de NOVA Gas Transmission Ltd. Suncor Energy Inc. a affirmé que de telles procédures aideraient beaucoup à mener à bien les travaux relatifs à l'établissement du tarif, tout en abordant nombre d'autres questions qui surgiront vraisemblablement au fil du temps.

Les promoteurs ont soutenu que cette condition est superflue et qu'il n'y a aucune raison, à ce stade-ci, d'établir des procédures officielles pour la consultation des expéditeurs éventuels. Ils ont souligné, par ailleurs, que l'élaboration du tarif définitif n'est pas une étape à court terme dans le chemin critique du projet.

Opinion de l'Office

Nous avons demandé aux promoteurs de déposer un tarif au plus tard le 31 décembre 2011, mais nous ne voyons pas la nécessité d'exiger qu'ils déposent dès maintenant des procédures officielles concernant un futur groupe de travail sur les droits et le tarif. Cependant, ils pourraient souhaiter le faire dans l'avenir.

8.3 Réseau de collecte Mackenzie

8.3.1 Aperçu

Le Mackenzie Explorer Group a soutenu que, même si les promoteurs décrivent le pipeline de liquides, l'installation de traitement de la région d'Inuvik et les installations en amont de cette dernière comme un « réseau de collecte », il est difficile de concevoir qu'un pipeline de gros diamètre et d'une capacité de près de 31,1 Mm^3/j (1,1 Gpi^3/j) constitue une « conduite de collecte » au sens habituel du terme. On pourrait faire le même commentaire au sujet du pipeline de liquides de gaz naturel de 476 kilomètres de long et de l'installation de la région d'Inuvik. Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a argué qu'il est plus exact de définir les installations du réseau de collecte Mackenzie comme des « latéraux d'approvisionnement ». Le débat sur l'à-propos de caractériser ces installations comme un réseau de collecte soulève la question de savoir si les méthodes utilisées ailleurs pour déterminer les droits exigibles dans un réseau de collecte conviennent dans le présent contexte.

Au cours de l'audience de l'Office, les parties ont abordé les sujets suivants relativement aux droits, au tarif et aux modalités d'accès du réseau de collecte Mackenzie :

- le besoin de réglementation économique et de mécanismes de règlement des différends;
- les droits exigibles pour les services du réseau (à l'exception du pipeline de liquides de gaz naturel)
- les droits exigibles pour le pipeline de liquides de gaz naturel;
- le code de conduite.

8.3.2 Besoin de réglementation économique dans le cas du réseau de collecte Mackenzie

Les promoteurs ont déposé la demande d'approbation du réseau de collecte Mackenzie sous le régime de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Au moment où la demande relative au projet a été déposée et pendant la tenue des audiences en 2006, cette loi ne contenait aucune disposition concernant la réglementation des droits, tarifs et modalités d'accès de tels réseaux. Or l'Office, jugeant la question importante, a ajouté le point suivant à la liste des questions à étudier au cours de l'instance : « les dispositions appropriées relatives aux droits, à l'accès et au tarif pour le réseau de collecte du Mackenzie et les méthodes de résolution de conflits occasionnés par ces questions », à titre de question n°13. En réponse à la requête du Mackenzie Explorer Group, voulant que le réseau de collecte Mackenzie soit réglementé aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office a statué que la demande relative aux installations avait été présentée correctement sous le régime de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Toutefois, il a précisé dans son jugement qu'il était encore préoccupé par la question n° 13.

Le Mackenzie Explorer Group, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et MGM Energy Corp. ont soutenu que des portions importantes du réseau de collecte Mackenzie devraient faire l'objet d'une surveillance réglementaire. Leur position s'appuyait sur les raisons suivantes :

- les promoteurs pourraient exercer un pouvoir dominant sur le marché à l'égard de chacune des composantes du réseau de collecte, et donc sur la prestation des services de transport des approvisionnements en gaz du Nord;
- ce pouvoir de marché se manifesterait à la fois par la perception de droits ou de frais plus élevés pour l'utilisation des diverses composantes du projet gazier Mackenzie, un ensemble d'installations trop restreint pour être efficace;
- l'accès au gazoduc ne serait essentiellement d'aucune utilité à moins d'avoir un accès semblable au pipeline de liquides de gaz naturel;
- l'intérêt public est servi lorsqu'une réglementation, ou une menace de réglementation, est exercée pour dissuader les abus potentiels découlant d'une position dominante;
- les principes relatifs aux droits et au tarif que les promoteurs proposent ne sont pas assez transparents ni prévisibles;
- les producteurs des champs d'ancrage jouiraient d'économies d'échelle considérables et, ensemble, pourraient acquérir une position dominante sur le marché régional en ce qui touche les services de collecte et de traitement, aux dépens de producteurs dont les volumes sont plus modestes;
- en insistant sur l'agrandissement des installations de collecte et de traitement sollicitées dans la demande, dans la mesure où il est techniquement possible de le faire, on pourra éviter les redondances inutiles dans les installations, et donc réduire au minimum l'empreinte écologique du projet gazier Mackenzie;
- la mise en valeur efficace du bassin exige que les producteurs éventuels aient confiance que les droits et tarifs applicables au pipeline de la

vallée du Mackenzie, au pipeline de liquides de gaz naturel, à l'installation de la région d'Inuvik et aux conduites de collecte (latéraux d'approvisionnement) seront élaborés d'une manière transparente et en conformité avec de bons principes de conception des droits, y compris les principes voulant que les droits soient justes et raisonnables, ne donnent lieu à aucune distinction injuste, soient équitables et soient exigés de tous au même taux, dans des circonstances essentiellement semblables;

- les services pipeliniers doivent être offerts suivant le principe de libre accès;
- il faut que les processus commerciaux soient transparents.

Les promoteurs convenaient que les installations présentaient toutes les caractéristiques d'un monopole. Cependant, ils ont souligné que la possibilité offerte à d'autres parties d'acquérir une participation dans le réseau de collecte Mackenzie, y compris le pipeline de liquides de gaz naturel, et de souscrire des services de transport et de traitement, sans oublier les mécanismes qu'ils proposaient pour le règlement des différends, garantiraient qu'ils ne puissent exercer un pouvoir dominant sur le marché.

Pour répondre aux préoccupations que suscitaient le manque de réglementation financière à l'égard des installations assujetties à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et l'absence de dispositions concernant le règlement des différends, ainsi que pour résoudre la question n° 13 dans la liste des questions, les promoteurs ont institué un processus d'arbitrage de l'accès en mai 2005. Ce processus serait utilisé pour résoudre les différends portant sur l'accès de non-propriétaires aux installations, sur les conditions relatives à la propriété d'installations, sur les droits et sur d'autres modalités de service. Il visait à donner aux promoteurs un degré de certitude suffisant quant à la façon dont les frais exigibles seraient établis à l'avenir.

Le processus d'arbitrage de l'accès renferme une disposition portant que le processus restera en vigueur jusqu'à la prise d'effet de modifications à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* ou à l'adoption ou la modification d'autres dispositions législatives traitant des modalités d'accès et des frais de service d'installations assujetties à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* qui sont exploitées dans les Territoires du Nord-Ouest.

Suite à la promulgation par le Parlement, le 14 décembre 2007, de modifications à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* qui conféraient à l'Office le pouvoir de réglementer les droits, tarifs et modalités d'accès d'installations assujetties à cette loi, la question de la réglementation économique de telles installations s'est trouvée entièrement réglée. N'étant plus requis, le processus d'arbitrage de l'accès a cessé de s'appliquer et a été retranché subséquemment du dossier de l'instance.

8.3.3 Méthode proposée pour l'établissement des frais exigibles dans le réseau de collecte Mackenzie (à l'exclusion du pipeline de liquides de gaz naturel)

Les promoteurs croient que la méthode classique du coût de service ne convient pas pour des installations de collecte et de traitement qui sont construites par les producteurs eux-mêmes, comme le serait le réseau de collecte Mackenzie. Ils ont adopté plutôt une structure qui fait en sorte que les frais à payer par les propriétaires soient établis autrement que ceux qui sont exigés de tiers expéditeurs. Dans le cas d'expéditeurs, les frais exigibles sont le produit de négociations individuelles qui surviennent à des moments différents. À ce titre, ils peuvent varier considérablement entre propriétaires et expéditeurs, ainsi que d'un expéditeur à l'autre.

Au moment de l'audience, les promoteurs avaient proposé d'appliquer les principes de la formule Jumping Pound 2005 (JP-05) comme point de départ des négociations relatives aux frais exigibles sur le réseau de collecte Mackenzie, à l'exception du pipeline de liquides. Entre autres dispositions, la formule JP-05 prévoit une structure du capital basée sur une composante de capital-actions de 100 %, un rendement avant impôt du capital-actions de 20 %, un amortissement comptable nul et une base de coûts d'investissement servant au calcul des droits qui est négociée dans la plage comprise entre le coût historique et le coût de remplacement.

Toutefois, en octobre 2007, MGM Energy Corp. a signé des contrats pour une capacité de 2,83 Mm^3/j (100 Mpi^3/j) sur chacun des latéraux Niglintgak et Taglu. C'est alors que les principes d'établissement des frais associés au réseau de collecte Mackenzie ont été révisés pour traduire les nouveaux principes d'utilisation par des tiers. Le rendement après impôt du capital-actions a été fixé à 150 points de base de plus que celui du pipeline de la vallée du Mackenzie. La formule JP-05 prévoyait que la base de coûts d'investissement servant à calculer les droits serait négociée dans une plage de coûts située entre le coût historique et le coût de remplacement, mais les promoteurs ont ensuite révisé les principes d'établissement des frais et fixé la base des coûts d'investissement en fonction du coût historique réel. La composante du capital-actions a été maintenue à 100 % de la structure du capital.

D'après le dossier

La formule Jumping Pound

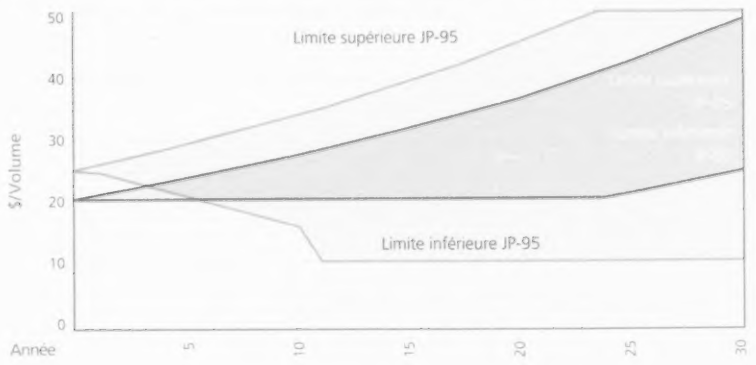
La formule JP-05, et ses versions antérieures JP-95 et JP-90, ont été conçues à l'origine comme cadre pour la négociation des frais perçus à l'égard des services de collecte et de traitement en Alberta. JP-05 renferme des dispositions concernant la détermination des frais exigibles et met l'accent sur le recours à la négociation et au règlement extrajudiciaire des différends pour résoudre les conflits entre les propriétaires des installations et leurs utilisateurs éventuels. En Alberta, les parties qui ne réussissent pas à s'entendre peuvent porter leur cause devant la régie compétente, soit l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, aux fins d'arbitrage.

Les promoteurs avaient proposé au départ d'utiliser la formule JP-95, mais ils ont opté ensuite pour la formule JP-05 après que l'industrie l'eut adoptée comme norme. Les deux formules JP-05 et JP-95 prévoient une plage de frais, l'intention étant que les parties s'entendent sur un frais compris dans la plage. La figure 8-3 ci-dessous, tirée du rapport du groupe de travail conjoint de l'industrie sur la formule JP-05, illustre les différences entre les plages définies suivant JP-95 et JP-05. La formule JP-95 comporte des limites supérieure et inférieure, mais les promoteurs ont structuré leur barème de frais en fonction de la limite inférieure.

Il y a deux grandes différences entre les formules JP-95 et JP-05 pour ce qui concerne l'effet sur les droits. La première réside dans le fait que la composante de l'amortissement a été supprimée du calcul des charges de capital dans la formule JP-05, ce qui a pour conséquence que les droits exigibles ne décroissent pas au fil du temps en raison de l'amortissement. La deuxième grande différence a trait au rendement du capital investi, qui est fixé à un taux avant impôt de 20 % dans la formule JP-05, mais constitue un taux calculé suivant une formule dans JP-95. Dans le cas présent, au lieu du taux de rendement avant impôt de 20 % prévu par la formule JP-05, les promoteurs ont convenu d'un taux de rendement avant impôt du capital-actions fixé à 150 points de base de plus que le taux de rendement associé au pipeline de la vallée du Mackenzie.

Figure 8-3

Comparaison des frais selon les formules JP-05 et JP-95 (durée utile de 20 ans)



Les principes révisés d'établissement des frais servent de fondement aux négociations entre les promoteurs et les expéditeurs éventuels. Les promoteurs ont indiqué que si les négociations échouaient et si l'Office était appelé à trancher le différend, il lui serait loisible à ce moment-là de décider des principes à retenir pour déterminer les frais exigibles.

Dans sa preuve écrite et ses témoignages, MGM Energy Corp. a dit ne pas accepter l'utilisation de la formule JP-05. Elle a soutenu que les droits du réseau de collecte Mackenzie devraient être basés sur les coûts et que le réseau devrait être réglementé comme s'il s'agissait d'une société du Groupe 2, c'est-à-dire en fonction des plaintes. Le Mackenzie Explorer Group a laissé entendre que les promoteurs n'avaient pas démontré l'à-propos de faire une distinction entre le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie pour ce qui concerne le coût du capital. Il recommande d'appliquer dans le cas du réseau de collecte Mackenzie les mêmes paramètres de coût de service que ceux qui sont proposés pour le pipeline de la vallée du Mackenzie, notamment une structure du capital composée de 70 % de dette et 30 % de capital-actions, le même taux de rendement du capital-actions et un taux d'amortissement de 4 %. La proposition du Mackenzie Explorer Group aurait pour effet de réduire les droits du réseau de collecte Mackenzie d'environ 45 %. Le Mackenzie Explorer Group a affirmé que

l'emploi de la formule JP-05 donne des droits beaucoup plus élevés que ceux qui résulteraient de la méthode de réglementation classique fondée sur le coût de service. (Il est à noter que les deux parties ont déposé cette preuve avant que les principes d'établissement des frais ne soient révisés en octobre 2007, à l'issue des négociations entre les promoteurs et MGM Energy Corp.)

Le Mackenzie Explorer Group a prétendu que, selon ce que proposent les promoteurs, les rapports des expéditeurs non affiliés avec le réseau de collecte Mackenzie seraient fondamentalement différents de ceux dont jouiraient les promoteurs ou leurs sociétés affiliées. Pour éviter les distinctions injustes et garantir que les droits exigés pour l'utilisation du réseau de collecte Mackenzie reflètent le coût de prestation du service, il est essentiel que tous les expéditeurs, y compris les promoteurs et leurs sociétés affiliées, obtiennent les services à des conditions qui peuvent être vérifiées comme étant identiques. La seule façon de parvenir à ce résultat est d'exiger que tous les expéditeurs passent le même type d'entente de service, soient assujettis au même tarif et s'acquittent des droits dont on peut vérifier qu'ils sont les mêmes pour tous les expéditeurs recevant le même service.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a déclaré que la formule JP-05 est « très généreuse » comparativement aux paramètres de calcul du taux de rendement du pipeline de la vallée du Mackenzie, d'autant plus qu'il ne semble pas y avoir de différences fondamentales sur le plan du risque d'approvisionnement, du risque de marché, du risque de réalisation, du risque de réglementation, et ainsi de suite.

Opinion de l'Office

Face aux préoccupations exprimées au sujet de l'absence de réglementation portant sur les droits et le tarif, et compte tenu de notre souci de faire en sorte que des tiers expéditeurs aient accès au pipeline, nous avons ajouté le point no 13 à la liste des questions de l'instance, à savoir :

> les dispositions appropriées relatives aux droits, à l'accès et au tarif pour le réseau de collecte du Mackenzie et les méthodes de résolution de conflits occasionnés par ces questions.

Or, les circonstances ont évolué au cours de l'audience et ont devancé à plusieurs égards le débat à ce sujet. D'abord, la question de la réglementation du réseau de collecte Mackenzie a été réglée lorsque le Parlement, en décembre 2007, a modifié la Loi sur les opérations pétrolières au Canada afin d'autoriser l'Office à réglementer les droits, tarifs et modalités d'accès de ce genre d'installations. Ensuite, les promoteurs ont changé ce qu'ils proposaient d'utiliser comme base de négociation des frais, passant de la formule Jumping Pound 1995 à la formule Jumping Pound 2005, et finalement aux principes d'établissement des frais établis en octobre 2007 à la suite de négociations avec MGM Energy Corp. De plus, toutes les parties peuvent devenir soit des propriétaires soit des expéditeurs.

Nous reconnaissons que les promoteurs ne nous ont pas demandé d'approuver les principes de conception des droits visant le réseau de collecte Mackenzie, comme ils l'ont fait pour le pipeline de la vallée du Mackenzie. Nous soulignons également qu'ils s'attendaient à ce que nous fassions état dans notre décision de toute préoccupation que pouvait soulever la méthode proposée.

Le Mackenzie Explorer Group souhaitait une formule de réglementation plus classique, c'est-à-dire axée sur le coût de service, qui reflète des risques semblables pour le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie. Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ne voyait pas de différences évidentes entre les risques courus par les deux réseaux. L'Office, pour sa part, juge que les risques, et partant les paramètres du coût de service, ne sont pas forcément les mêmes dans le cas des deux réseaux. À notre avis, la nature des installations matérielles, les durées des contrats et le fait que certaines composantes du réseau de collecte Mackenzie dépendent de l'exploitation de champs précis, peuvent constituer des différences.

En raison des caractéristiques uniques du réseau de collecte Mackenzie, nous agréons la proposition des promoteurs voulant qu'ils négocient les frais exigibles pour les services offerts sur ce réseau, qui sera réglementé en fonction des plaintes. Si les négociations échouent, l'une ou l'autre partie pourra faire appel à l'Office, qui décidera à ce moment-là quels principes utiliser pour déterminer les frais à payer.

Nous prenons bonne note des inquiétudes du Mackenzie Explorer Group au sujet du fait que les propriétaires et les tiers utilisateurs ne seraient pas soumis au même genre d'entente de service ni au même tarif, et

qu'ils ne paieraient pas nécessairement les mêmes frais. Cependant, les parties peuvent loger une plainte auprès de l'Office à tout moment. Nous notons également que, dans le cas présent, les expéditeurs détenant des contrats jouissent de la même priorité d'accès à la capacité du réseau de collecte Mackenzie que les propriétaires-expéditeurs.

8.3.4 Méthode d'établissement des droits proposée pour le pipeline de liquides de gaz naturel

Comme pour les autres composantes du réseau de collecte Mackenzie, un expéditeur éventuel du pipeline de liquides de gaz naturel signerait une entente de demande de capacité (*Capacity Request Agreement*) puis choisirait entre l'option d'acheter une part de propriété et l'option du transport par un tiers. S'il choisissait l'option de devenir propriétaire, il serait assujetti à l'entente de développement et d'exploitation (*Development and Operating Agreement*). S'il choisissait l'option du transport par un tiers, il serait assujetti à l'entente de service de transport garanti du pipeline de liquides de gaz naturel (*Natural Gas Liquids Pipeline Firm Transportation Agreement*).

Dans le cas du pipeline de liquides de gaz naturel, les promoteurs proposent d'adopter la méthode de réglementation classique fondée sur le coût de service, plutôt que la formule Jumping Pound. Ils ont posé pour hypothèses un ratio dette/capital-actions de 65/35, un taux de rendement du capital-actions de 12 % et un taux d'amortissement de 5 %. Toutefois, ces paramètres serviraient comme base de négociation, ce qui veut dire que les droits exigibles sur le pipeline de liquides de gaz naturel pourraient aussi être négociables.

Bien que les promoteurs proposent d'employer la méthode classique du coût de service pour la tarification des services du pipeline de liquides de gaz naturel, sous réserve de négociations, le Mackenzie Explorer Group n'accepte pas les paramètres qu'ils ont proposés à cette fin. Selon lui, le ratio de la dette/capital-actions et le rendement du capital-actions devraient être les mêmes que ceux qui s'appliquent au pipeline de la vallée du Mackenzie, et l'amortissement devrait être de 4 %. Ceci réduirait de 22 % le droit exigible sur le pipeline de liquides de gaz naturel.

MGM Energy Corp. a soutenu qu'il faut assurer une divulgation convenable des données et renseignements afférents aux droits et tarifs du pipeline de liquides de gaz naturel.

Opinion de l'Office

Comme pour d'autres composantes du réseau de collecte Mackenzie, nous acceptons la proposition des promoteurs voulant qu'ils négocient les frais exigibles pour le pipeline de liquides de gaz naturel. Si les parties ne réussissent pas à s'entendre lors de ces négociations, elles peuvent faire appel à l'Office. Celui-ci déterminera à ce moment-là les principes qu'il convient d'appliquer pour déterminer les frais exigibles.

Comme l'énonce la publication de l'Office intitulée *Réglementation financière des sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office*, il incombe à la société qui est réglementée en fonction des plaintes de fournir à ses expéditeurs et aux parties intéressées suffisamment de renseignements pour qu'ils puissent déterminer si une plainte est justifiée.

8.3.5 Code de conduite

Comme il a été mentionné antérieurement, les promoteurs ont établi un code de conduite qui porte sur toutes les activités de prédéveloppement du pipeline de la vallée du Mackenzie, mais non sur sa construction et son exploitation, ni sur une étape quelconque du réseau de collecte Mackenzie. Les promoteurs ont déclaré qu'ils ont observé les principes sous-jacents du code de conduite visant le pipeline de la vallée du Mackenzie pour tout ce qui concerne le réseau de collecte Mackenzie. Les préoccupations exprimées par les intervenants, dont il est traité à la section 8.2.10, valaient autant pour le réseau de collecte Mackenzie que pour le pipeline de la vallée du Mackenzie.

Opinion de l'Office

Tel qu'il est exposé à la section 8.2.10, les promoteurs doivent soumettre à l'approbation de l'Office un code de conduite qui porte sur le pipeline de la vallée du Mackenzie et le réseau de collecte Mackenzie.

Chapitre 9
Consultation

9.1 Introduction

L'Office national de l'énergie s'attend à ce que les promoteurs adoptent un processus de consultation à l'égard de tout projet. Selon la portée, cela pourrait supposer la mise en place d'un vaste programme de consultation ou d'un programme très simple qui consisterait uniquement à aviser le seul propriétaire foncier en cause. Les promoteurs ont la responsabilité de justifier l'ampleur du processus de consultation mis en branle pour chaque projet. Lorsqu'il s'agit d'un projet complexe exigeant un vaste programme de consultation, tel que le projet gazier Mackenzie, la demande déposée devant l'Office doit :

- fournir un aperçu des principes et des buts du programme de consultation qui permettront au promoteur de consulter comme il se doit les personnes pouvant être touchées par le projet, afin de veiller au respect de leurs droits;
- décrire le programme de consultation et indiquer en quoi sa conception est adaptée à la nature du projet ainsi qu'au type de demande;
- exposer les résultats du programme de consultation mené jusqu'à ce jour à l'égard du projet et donner suffisamment de détails pour démontrer que les personnes pouvant être touchées par le projet ont été consultées comme il se doit et que toutes les préoccupations soulevées ont été prises en considération et ont fait l'objet de mesures suffisantes.

Le programme de consultation propre au projet devrait préciser les personnes et les groupes éventuellement touchés qui seront consultés, notamment :

- les personnes vivant à proximité du pipeline proposé;
- les usagers de terrains locaux;
- les peuples autochtones;
- les autorités gouvernementales locales, territoriales et fédérales;
- les personnes susceptibles de s'intéresser au projet, notamment les associations communautaires et les groupes environnementaux.

Dans leur demande, les promoteurs doivent décrire les résultats obtenus à la suite des consultations menées, y compris la manière dont le programme a été mis en branle, un résumé des commentaires et des préoccupations exprimés, les mesures prises à l'égard de ces commentaires et préoccupations et la façon dont les préoccupations restées sans réponse seront réglées. Les promoteurs devraient également être en mesure de démontrer la manière dont les interventions du public ont influé sur la conception, la construction ou l'exploitation du projet. Dans son examen d'une demande, l'Office national de l'énergie évalue dans quelle mesure la société a tenu compte des commentaires et préoccupations relatifs au projet.

Par l'entremise de publications diverses et de séances d'information dans les collectivités, l'Office national de l'énergie renseigne le public sur la manière de participer à ses processus afin de faire en sorte que toutes les personnes et tous les groupes intéressés aient la possibilité de lui faire connaître leur point de vue sur le projet.

Le processus est conçu de manière à favoriser la pleine compréhension des préoccupations que pourraient avoir les différents ordres de gouvernement, les peuples autochtones et le public en général au sujet du projet, de manière à ce que l'Office national de l'énergie puisse en tenir compte dans sa décision.

En plus du programme de consultation mené par les promoteurs et des possibilités offertes aux parties de participer aux processus d'audience de la Commission d'examen conjoint et de l'Office national de l'énergie, le gouvernement fédéral a mis sur pied l'Équipe de consultation de l'État relative au projet gazier Mackenzie afin d'assurer la coordination du travail de consultation avec les groupes autochtones au sujet du projet. L'Équipe de consultation de l'État compte des représentants d'Environnement Canada, d'Affaires indiennes et du Nord Canada, de Ressources naturelles Canada, de Pêches et Océans Canada et de Transports Canada. Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a par ailleurs consulté longuement les résidents et les peuples autochtones des territoires relativement au projet. L'Équipe de consultation de l'État relative au projet gazier Mackenzie poursuivra ses travaux de consultation des peuples autochtones en cours de réalisation du projet.

9.2 Programme de consultation des promoteurs

9.2.1 Aperçu

Les promoteurs définissent la consultation publique comme un processus où interviennent toutes les parties touchées par la conception, la planification et l'exploitation d'un projet. Suivant ce processus, les promoteurs doivent fournir aux parties qui seront consultées une description suffisamment claire et détaillée, ainsi qu'un préavis suffisant pour qu'elles puissent préparer leur opinion sur le sujet.

Les promoteurs ont fait savoir que leur objectif en ce qui concerne le projet gazier Mackenzie consiste à mener un programme de consultation efficace et valable. Les activités de consultation seront bien documentées, inclusives et dynamiques et constitueront une occasion d'engagement transparent avec les collectivités touchées par le projet. Les promoteurs ont également souligné que le programme de consultation se poursuivrait tout au long de la durée du projet.

Les promoteurs ont précisé que leurs efforts ont ciblé principalement les Autochtones et les autres résidents du Nord. Des peuples autochtones de patrimoine inuit, déné et métis ont participé à la grande majorité des interactions avec le public, les gouvernements, les organismes de réglementation, les entreprises locales, les organisations non gouvernementales et les personnes touchées directement par le projet.

Le programme de consultation relatif au projet gazier Mackenzie a été mené à bien par :

- l'exploitant du réseau de collecte Mackenzie et du pipeline de la vallée du Mackenzie;
- des experts-conseils en matière d'énoncés d'incidences environnementales;
- les exploitants des champs de développement;
- des ingénieurs-conseils.

9.2.2 Consultation au sujet du réseau de collecte Mackenzie et du pipeline de la vallée du Mackenzie

Les promoteurs ont mené des séances de consultation au sujet du réseau de collecte Mackenzie et du pipeline de la vallée du Mackenzie. Bien que certaines des séances des promoteurs aient été tenues conjointement avec celles des exploitants des champs, chacun de ces derniers a dirigé des séances distinctes au sujet du champ de son ressort. (Pour de plus amples renseignements à ce sujet, voir la section 9.2.3.)

Les promoteurs soutiennent que le groupe qu'ils ont chargé de la consultation et des affaires communautaires constitue un système de soutien multicouche qui est structuré de manière à favoriser les activités et les échanges d'information dans toutes les régions et collectivités se trouvant dans la zone du projet. Il s'agit de représentants résidant dans les localités situées à proximité du corridor pipelinier, de représentants régionaux qui sont bénéficiaires et qui habitent dans la région, ainsi que de représentants situés à Calgary qui se rendent régulièrement dans la région.

Les promoteurs ont affirmé que la consultation du public fait partie intégrante du projet. Depuis janvier 2002, ils ont consulté les peuples autochtones et les non-autochtones dans les collectivités susceptibles d'être touchées par le projet. Des séances de consultation ont également été tenues à la grandeur du Canada avec divers ordres de gouvernement, des organismes de réglementation, des expéditeurs et des fournisseurs éventuels, des syndicats, des organisations non gouvernementales et des représentants de l'industrie, de même qu'avec des membres du public. Le programme de

D'après le dossier

Méthodes de consultation

Les promoteurs ont eu recours à diverses méthodes de consultation afin de tenir compte de la vaste gamme d'intérêts, de connaissances et de besoins des parties susceptibles d'être touchées par le projet. Ils ont notamment établi trois bureaux régionaux où est pratiquée la politique de la porte ouverte. Le choix des activités et méthodes de consultation a été fait en fonction des besoins des parties prenantes habitant des régions pionnières isolées. Afin de favoriser les commentaires de la collectivité, le personnel de liaison régional, les représentants de la collectivité, les promoteurs et le personnel de consultation des entrepreneurs ont :

- effectué des visites individualisées;
- communiqué avec les dirigeants communautaires, tant individuellement que collectivement;
- transmis divers documents (lettres, dépliants, matériel tiré du site Web consacré au projet, affiches, publicités) et divers documents de tiers, tels que le Plan de coopération);
- rencontré en entrevue des médias locaux, dont des stations qui radiodiffusent des programmes en langue locale;
- créé du matériel audio-visuel;
- organisé des ateliers, des assemblées publiques et des séances portes ouvertes;
- donné des présentations sur le projet dans le cadre de nombreux événements communautaires et conférences;
- parrainé des événements liés au projet pour les résidents locaux, notamment la visite organisée d'un chantier pipelinier;
- visité des écoles, donné des présentations et participé à des salons de l'emploi;
- rencontré divers groupes de représentants communautaires et régionaux.

Les promoteurs ont réalisé plus de 1 500 entretiens avec des résidents du Nord et des organismes communautaires et en ont dûment documenté les résultats. Le site Web du projet compte plus de 350 000 visites. L'information et les commentaires recueillis au cours du programme de consultation mené auprès des collectivités et associations touchées ont mis en lumière un certain nombre de préoccupations, dont quelques-unes ont été exprimées par plus d'un groupe. Dans certains cas, les préoccupations ne concernaient qu'un seul groupe ou se limitaient à une région. Dans bien des cas, les promoteurs sont parvenus à résoudre les préoccupations soulevées. Dans d'autres toutefois, une analyse et une consultation plus poussées ont été nécessaires pour mettre au point une solution satisfaisante.

consultation a servi à expliquer la raison d'être, les besoins particuliers et les limites du projet. Les promoteurs ont par la même occasion cherché à comprendre les préoccupations de la population locale et à intégrer les renseignements obtenus à la planification du projet. Voici les principaux objectifs du programme de consultation continue :

- sensibiliser le public au projet en fournissant de l'information en temps utile sur la mise en valeur et les activités proposées qui pourraient avoir une incidence sur leur collectivité, y compris les effets environnementaux et socioéconomiques éventuels, et en recueillant les commentaires;
- donner suite aux commentaires et aux préoccupations du public et en tenir compte tout au long de la planification, de la conception et de la mise en œuvre du projet;
- favoriser la participation des Autochtones et des résidents du Nord, de même que celles des autres Canadiens en ce qui a trait aux possibilités d'emploi et d'affaires créées par le projet;
- relever, puis réduire ou atténuer tout effet négatif que le projet pourrait avoir sur le milieu naturel ou socioéconomique.

Des mécanismes officiels ont été mis en place pour partager les renseignements recueillis au cours du programme de consultation avec les différents groupes de travail sur les consultations relatives au projet gazier Mackenzie. Un de ces mécanismes est une base de données sur les préoccupations. Les promoteurs s'en servent pour consigner le compte rendu des réunions, ainsi que tout point de suivi, et toutes les personnes qui travaillent sur le projet gazier Mackenzie peuvent la consulter. Un autre mécanisme utilisé par les promoteurs est un système de suivi des engagements, qui permet aux membres du personnel chargé des étapes subséquentes du projet de disposer d'un registre détaillé des engagements contractés.

Par ailleurs, les entrepreneurs en ingénierie embauchés par les promoteurs ont collaboré avec le personnel de consultation des promoteurs afin de communiquer de l'information sur la conception, le site et le choix du tracé, ainsi que sur la reconnaissance du sol initiale effectuée pour le projet. Les activités de consultation des collectivités ont été coordonnées par l'entremise de bureaux de projet locaux à Inuvik, Norman Wells, Fort Simpson et Hay River. Les activités de consultation du public relativement au projet se poursuivront tout au long du processus de réglementation et des étapes de construction et d'exploitation du projet.

Programme de consultation – Énoncé des incidences environnementales

En vue de la préparation de l'énoncé des incidences environnementales portant sur les plans de mise en valeur des trois champs gaziers (Niglintgak, Taglu et Parsons Lake), le réseau de collecte Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie, les experts-conseils dont les services ont été retenus par les promoteurs ont créé et mis en place un programme complémentaire distinct pour obtenir les commentaires du public au sujet des questions d'ordre biophysique et socioéconomique.

La responsabilité des activités de création et de réalisation du programme de participation du public touchant l'énoncé des incidences environnementales a été confiée à une équipe distincte, qui a uni ses efforts à ceux du groupe chargé de la consultation et des affaires communautaires des promoteurs pour offrir aux parties prenantes des occasions de participer. Le personnel du groupe chargé de la consultation

et des affaires communautaires a participé directement à de nombreuses assemblées organisées spécialement pour discuter de l'énoncé des incidences environnementales. Le compte rendu et tout point de suivi des réunions avec l'équipe chargée de la participation du public touchant l'énoncé des incidences environnementales ont été consignés dans la base de données sur les préoccupations créée par les promoteurs.

Deux grandes séries d'activités ont eu lieu. Au cours de la première, qui consistait à déterminer les préoccupations et leur portée, les communications visaient surtout à présenter le projet et à relever les préoccupations de la collectivité. Les efforts de consultation déployés pendant la deuxième série d'activités se sont concentrés sur l'évaluation des mesures d'atténuation et de gestion, afin de réduire l'importance des effets du projet. Durant les deux séries d'activités, des réunions ont eu lieu dans les localités susceptibles d'être touchées afin de recueillir les commentaires des gens et ainsi de cerner les effets possibles. Ont ensuite eu lieu des ateliers dans les centres régionaux. Toutes ces réunions et tous ces ateliers ont contribué à déterminer les éventuels effets associés au projet gazier Mackenzie pour lesquels il a fallu envisager des mesures d'atténuation. Les commentaires obtenus ont entraîné un certain nombre de changements à la conception du projet.

Les promoteurs ont reconnu que toutes les mesures d'atténuation avaient été étudiées, mais qu'elles n'avaient pas toutes été adoptées, car ils doivent aussi tenir compte d'autres facteurs, tels la faisabilité technique, la sécurité et le coût. Donc, selon les promoteurs, toutes les mesures d'atténuation sont étudiées en fonction d'un cadre de durabilité.

9.2.3 Consultation relative aux champs de développement

Chacun des exploitants de champ a réalisé son propre programme de consultation du public. Il incombait à chacun d'eux de consulter la population relativement au champ de son ressort et de constituer une équipe pouvant établir les objectifs, les méthodes, les activités et le matériel de consultation. Dans la mesure du possible, les activités ont été combinées et coordonnées de manière à inclure le réseau de collecte Mackenzie. Afin de partager les renseignements qui ont été obtenus grâce aux programmes de consultation et qui pouvaient avoir une incidence sur leurs partenaires de coentreprise, les promoteurs ont mis en place :

- un processus officiel (p. ex., des réunions toutes les deux semaines avec les divers partenaires de développement pour discuter des questions liées à la consultation et à la réglementation afin de faire en sorte que tous aient la même compréhension des préoccupations auxquelles font face les uns ou les autres);
- un processus informel (p. ex., une collaboration entre les partenaires de développement et le personnel régional des promoteurs afin de s'informer mutuellement des activités des uns et des autres et de toute question pouvant avoir été soulevée au cours d'une réunion).

Shell – Niglintgak

Shell a affirmé que la collaboration avec les parties prenantes est l'un des principes clés de son engagement envers le développement durable. Aussi la société a-t-elle défini un plan de consultation coordonnée pour chacune de ses activités dans le delta du Mackenzie. En ce qui concerne le champ de Niglintgak, Shell a soutenu que l'accent a été mis sur la consultation et que les préoccupations exprimées pendant les séances ont été prises en compte dans la préparation de la demande d'approbation du plan de mise en valeur du champ et des dépôts subséquents. Les commentaires des parties prenantes ont aidé Shell à se concentrer sur des points particuliers des incidences éventuelles et à les comprendre parfaitement avant de prendre une décision. Shell a rencontré des Autochtones et des résidents du Nord non autochtones, des représentants municipaux, territoriaux et fédéraux, des membres de collectivités, des organismes de réglementation et autres, ainsi que des sociétés gazières et pétrolières. Pendant les séances de consultation, des préoccupations précises ont été soulevées relativement au champ de Niglintgak, notamment :

- la superficie au sol et la nature de l'empreinte des activités de mise en valeur;
- les effets biophysiques et socioéconomiques de l'installation de conditionnement du gaz proposée;
- la méthode d'élimination des déchets de forage;
- l'utilisation de puisards.

Shell a déclaré que les renseignements dégagés de ces entretiens ont utilement servi à mettre au point et parfaire ses plans. Au nombre des changements apportés à la conception du champ de Niglintgak à la suite des séances de consultation avec la collectivité se trouvent :

- la réduction de l'empreinte globale du projet en situant les chantiers de forage dans des endroits perturbés antérieurement et en installant les conduites d'écoulement en surface;
- la réduction du tirant d'eau de la barge porteuse de l'installation de conditionnement du gaz, le déplacement du site de dépôt à l'extérieur du chenal Little Kumak et l'engagement de planifier le calendrier des travaux de dragage de façon à ne pas perturber la pêche au béluga;

- l'élimination du puisard extérieur et l'engagement de transporter les déchets de forage jusqu'à une installation de gestion des déchets située à l'extérieur des Territoires du Nord-Ouest;
- la planification de la plupart des activités de Shell pendant les mois d'hiver, saison où la faune est moins abondante dans la région.

La société est déterminée à poursuivre ses séances de consultation avec les parties prenantes et les parties intéressées.

Pétrolière Impériale – Taglu

Pour la plupart, les activités de consultation de Pétrolière Impériale à l'égard du champ de Taglu ont été intégrées au programme de consultation des promoteurs. La participation de Pétrolière Impériale aux activités de consultation touchant le projet gazier Mackenzie a ainsi porté sur :

- la création de documents imprimés et de dépliants;
- l'échange d'information par l'entremise d'ateliers;
- la tenue d'assemblées publiques et séances portes ouvertes;
- des appels de commentaires des représentants communautaires et organismes de réglementation;
- la communication avec des dirigeants communautaires.

Pétrolière Impériale a soutenu que bon nombre des préoccupations exprimées lors des assemblées publiques relatives au projet gazier Mackenzie, tout particulièrement celles tenues dans la région du delta de Beaufort, sont communes au réseau de collecte Mackenzie, au pipeline de la vallée du Mackenzie et au champ de Taglu. Dans la région du delta de Beaufort, les préoccupations soulevées par les parties prenantes portaient plus particulièrement sur la superficie de sol perturbée et l'empreinte du projet dans le refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, et sur la méthode d'élimination des déchets de forage. Pour répondre aux préoccupations, Pétrolière Impériale a proposé un certain nombre de mesures d'atténuation, dont les suivantes :

- le recours à une seule plateforme d'exploitation;
- la localisation des aires de rassemblement du matériel et des fournitures hors du refuge d'oiseaux, à la pointe Tununuk, qui est une zone dont le terrain est déjà perturbé;
- l'utilisation d'un puits de refoulement pour éliminer les déchets de forage.

Pétrolière Impériale a assuré aux parties que les activités de consultation à l'égard du champ de Taglu se poursuivraient tout au long des étapes de construction, d'exploitation, de cessation d'exploitation et de remise en état du projet.

ConocoPhillips – Parsons Lake

ConocoPhillips a déclaré que toute entreprise responsable se doit d'être à l'écoute des parties prenantes et de répondre à leurs besoins. La société a ajouté qu'elle avait consulté les parties prenantes tout au long de l'évolution du plan de mise en valeur du champ de Parsons Lake et qu'elle avait tenu compte des préoccupations exprimées dans la préparation de sa demande d'approbation du plan. ConocoPhillips a rencontré des Autochtones et des résidents du Nord non autochtones, des représentants municipaux, territoriaux et fédéraux, des membres des collectivités, des organismes de réglementation et autres, ainsi que des sociétés gazières et pétrolières. ConocoPhillips a déclaré que les renseignements dégagés de ces entretiens ont servi à mettre au point et à parfaire ses plans relativement à la mise en valeur du champ de Parsons Lake. Au nombre des changements apportés à la conception du champ de Parsons Lake à la suite des consultations communautaires se trouvent :

- en réponse aux préoccupations à l'effet que des pipelines en surface auraient une incidence négative sur les habitudes migratoires des caribous, la modification de la conception du latéral de la plateforme nord pour en faire une canalisation souterraine et la conception des conduites d'écoulement de la plateforme sud de sorte qu'elles se trouvent à 2,2 mètres au-dessus du sol et que les caribous et les exploitants puissent passer en-dessous;
- la réduction de la taille des plateformes nord et sud;
- la réunion de deux des torchères exigées afin de réduire le plus possible la superficie totale de terrain nécessaire;
- le recours à deux niveaux d'éclairage de sorte que le niveau le plus faible soit utilisé la plupart du temps et que le niveau plus élevé ne serve que pendant les activités d'entretien;
- l'optimisation de la distance entre les trous de puits afin de prévenir la coalescence des bulbes de dégel dans le pergélisol.

ConocoPhillips s'est engagée à réaliser son programme de consultation d'une manière conforme à sa politique en matière de relations avec les parties prenantes : soit à communiquer aux parties prenantes des renseignements sur le projet, à être à l'écoute et à tenir compte des commentaires exprimés pendant toute la durée de vie des aménagements proposés.

9.2.4 Consultation du gouvernement

Les promoteurs ont invité des représentants d'organismes fédéraux et territoriaux à participer aux ateliers portant sur l'énoncé des incidences environnementales du projet gazier Mackenzie ainsi qu'à des portes ouvertes relativement au

projet. Ils ont en outre rencontré régulièrement les ministères et organismes territoriaux et fédéraux afin de faire le point sur les activités, de discuter des nouvelles préoccupations et mettre au point des plans pour les gérer et de coordonner les calendriers d'activités de toutes les parties.

Dans leur preuve, les promoteurs ont fait savoir qu'ils ont tenu les organismes gouvernementaux concernés au courant de toutes les préoccupations dont la résolution dépasse leurs capacités.

Ils ont également indiqué que la participation de l'État comprenait :

- la collaboration avec les Premières nations Deh Cho dans le but d'établir un corridor d'étude, tel qu'il est précisé dans l'entente provisoire sur les terres soustraites à l'aliénation survenue entre les Premières nations Deh Cho et le gouvernement du Canada;
- la participation, en qualité d'observateurs, aux ateliers sur l'énoncé des incidences environnementales relatif au projet gazier Mackenzie ainsi qu'à des ateliers tenus par des organisations non gouvernementales;
- la correspondance avec les chefs autochtones de la région désignée des Inuvialuit, de la région désignée des Gwich'in, de la région désignée du Sahtu et des régions Deh Cho dans les Territoires du Nord-Ouest, ainsi qu'avec la Première nation Dene Tha', dans le nord-est de l'Alberta;
- l'annonce de la mise sur pied d'une Équipe de consultation de l'État pour animer les séances de consultation de l'État avec les groupes autochtones et devant rendre compte à l'Office national de l'énergie.

9.3 Participation des parties au processus d'audience de la Commission d'examen conjoint

Tel qu'il est précisé aux chapitres 2 et 3, les parties ont eu l'occasion d'exprimer leurs préoccupations d'ordre socioéconomique et environnemental dans le cadre des séances d'audience de la Commission d'examen conjoint relativement au projet gazier Mackenzie.

L'objectif primordial de la Commission d'examen conjoint, tel qu'il est décrit dans l'*Entente concernant l'examen des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie*, consiste à effectuer un examen des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie, compte tenu de

> la protection de l'environnement contre les effets négatifs importants des aménagements proposés et de la protection du bien-être actuel et futur des résidants et des collectivités sur les plans social, culturel et économique.

Conformément à l'Entente, la Commission d'examen conjoint doit effectuer son examen de manière à promouvoir et à faciliter la participation de la population et à faire en sorte que les préoccupations des peuples autochtones et du public soient prises en compte dans le processus. Pour remplir son mandat, la Commission d'examen conjoint a tenu des séances d'audience publique dans les Territoires du Nord-Ouest et en Alberta. Tant les particuliers que les groupes ont pu participer entièrement à son processus d'examen en tant qu'intervenants, statut accordé à 103 personnes, groupes et organisations. Les particuliers et les groupes n'ayant pas obtenu le statut d'intervenant ont eu d'autres occasions de participer aux séances d'audience publique. Par ailleurs, tous les particuliers, groupes et organisations étaient en droit de déposer des commentaires écrits pendant toute la durée de l'examen.

La Commission d'examen conjoint a siégé entre le 14 février 2006 et le 29 novembre 2007, pour un total de 115 jours d'audience dans 26 centres et collectivités du Nord. Elle a entendu directement l'exposé de 558 personnes se représentant elles-mêmes ou représentant un groupe ou une organisation. Même si les questions soulevées devant la Commission d'examen conjoint avaient principalement trait aux éventuels effets environnementaux, sociaux et culturels du projet, elles comportaient également des aspects liés à la conception et à la construction, aux géorisques, aux accidents, aux défaillances et à l'intervention d'urgence. La Commission d'examen conjoint a tenu compte de ces questions dans son rapport, lequel a été déposé devant l'Office pour que celui-ci le prenne en considération dans sa décision.

9.4 Participation des parties au processus d'audience de l'Office national de l'énergie

Pour faire en sorte que son dossier soit le plus complet possible en ce qui concerne les effets éventuels d'un projet et pour s'assurer de prendre ces facteurs en considération dans sa décision finale, l'Office national de l'énergie s'appuie sur la preuve déposée en conformité avec les exigences de son Guide de dépôt ainsi que sur son processus d'audience. L'Office invite les personnes intéressées par un projet à participer au processus d'audience s'y rattachant pour lui faire part de leurs points de vue et préoccupations. Afin de favoriser la participation

du public au processus relatif au projet gazier Mackenzie, l'Office a tenu des séances d'information communautaires, de même que des conférences préalables à l'audience, et a mis des membres de son personnel à la disposition des parties dans la salle d'audience afin de les aider.

Bien qu'en grande partie les audiences se soient concentrées sur les questions de sécurité, d'ingénierie et d'économie, des questions et préoccupations d'ordre social, culturel et environnemental ont également ont été soulevées. L'Office a entendu directement les personnes susceptibles d'être touchées par le projet dans le delta du Mackenzie et le long du fleuve, dans les plus grandes localités, comme Yellowknife, et à High Level, en Alberta. Le processus d'audience a été l'occasion pour les membres du public, les gouvernements, les peuples autochtones et les autres parties intéressées de participer aux séances d'audience et de faire part de leurs commentaires et ainsi, de contribuer à l'examen du projet. Divers moyens de participer à l'audience étaient offerts, notamment le dépôt d'une lettre de commentaires, la présentation d'un exposé oral sur les lieux d'une séance d'audience, la production d'une preuve écrite ou d'un témoignage oral par les aînés et les membres des groupes autochtones, le contre-interrogatoire des promoteurs et d'autres parties, de même que la présentation d'une plaidoirie finale.

Au total, 129 personnes, groupes et organisations ont présenté une demande de statut d'intervenant à l'audience. En outre, l'Office a reçu 8 lettres de commentaires et 21 demandes de présentation d'un exposé oral. Toutes les séances d'audience étaient accessibles au public par webdiffusion audio ainsi que par service téléphonique sans frais. Selon le cas, les séances ont été interprétées simultanément en anglais, en français, en inuvialuktun, en gwich'in ainsi qu'en langue des Esclaves du nord, des Esclaves du sud et dénée.

L'Office a tenu des séances d'audience publique dans 15 localités entre le 25 janvier et le 14 décembre 2006. Des séances subséquentes ont eu lieu en 2007 et en 2010, notamment les séances sur la preuve mise à jour en 2007 par les promoteurs et sur la preuve relative aux activités de l'Équipe de consultation de l'État. L'Office a également entendu directement la plaidoirie finale des parties. Certaines parties ont présenté leur plaidoirie finale par écrit. De nombreux points de vue et préoccupations ont été exprimés par les particuliers, les organisations, les gouvernements et les groupes autochtones au cours de l'audience.

Plusieurs parties ont soulevé un certain nombre de questions en lien avec la consultation et présenté des demandes. Alternatives North et Affaires indiennes et du Nord Canada ont recommandé à l'Office de définir le terme consultation pour l'application de ses conditions et d'adopter la définition de ce terme qui est donnée à l'article 3 de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*. Environnement Canada a demandé à ce que les promoteurs, chaque fois qu'ils doivent consulter le ministère pour se plier à une condition, soient tenus de fournir une preuve du niveau de satisfaction du ministère relativement à la consultation. Le gouvernement du Yukon a demandé la modification de la condition 27 de sorte que les plans visant un programme officiel de résolution des préoccupations soient conçus en consultation avec lui.

9.5 Prise en compte des préoccupations des Autochtones

Étant donné leur importance, les préoccupations et questions soulevées par les groupes autochtones sont abordées plus en détail ci-après.

9.5.1 Accommodements proposés par les promoteurs

Dans la Liste des questions qui fait partie de l'ordonnance d'audience GH-1-2004, la question du caractère adéquat de la consultation des Autochtones a été relevée afin d'être examinée au cours de l'instance. Les efforts de consultation déployés par les promoteurs du projet gazier Mackenzie ont principalement porté sur les membres de la population autochtone qui font partie des collectivités, des gouvernements, des autorités, des organismes de réglementation, des entreprises locales et des groupes visés par une revendication territoriale.

Les promoteurs ont présenté des tableaux et des mises à jour détaillés pour résumer tous leurs efforts de consultation liés au projet, notamment les préoccupations qui ont été exprimées pendant les séances tenues dans les régions des Inuvialuit, des Gwich'in, du Sahtu et Deh Cho, ainsi que dans le nord de l'Alberta. Le dossier de consultation indique les mesures qui ont été prises par les promoteurs, ou qui le seront, pour résoudre les préoccupations soulevées par les groupes autochtones et par d'autres parties touchées. Le dossier de consultation précise également la manière dont les promoteurs ont donné suite à ces préoccupations, de même que les changements à la conception du projet, et toute préoccupation non encore réglée. Le tableau 9-1 fournit des exemples de changements

Tableau 9-1

Changements apportés à la conception du projet

Changements dans la région désignée des Inuvialuit
• modification du plan et du calendrier de construction près de Storm Hills
• élimination de l'installation proposée de Storm Hills
• réduction du nombre de sites d'emprunt
• réduction du nombre de points d'eau aménagés
• déplacement de voies d'accès
Changements dans la région désignée des Gwich'in
• déplacement du pipeline pour le faire passer plus à l'est du lac Travaillant
• élimination de l'infrastructure proposée près de la région du lac Travaillant et de la rivière Thunder
• réduction du nombre de sites d'emprunt
• réduction du nombre de points d'eau aménagés
• déplacement de voies d'accès
Changements dans la région désignée du Sahtu
• suppression de deux sites d'emprunt à Bear Rock
• réduction du nombre de sites d'emprunt et de leur superficie
• déplacement de la station de compression Great Bear River
Changements dans la région Deh Cho
• déplacement de la station de compression Blackwater River et de l'infrastructure connexe
• modification du tracé du pipeline près de Wrigley et de la rivière Willowlake
• déplacement de la vanne de sectionnement de la rivière Willowlake
• suppression de la station de compression Trail River et de la route tous temps connexe
• déplacement en amont du point de franchissement du fleuve Mackenzie
• déplacement des baraquements et de l'aire de stockage de la station McGill
• modification du tracé pipelinier près du lac Satellite
• déplacement de la station de chauffage Trout River
• élimination d'un site d'emprunt dans la région de Shihndaakaa Tselaa
• modification du tracé pipelinier et déplacement des baraquements proposés au lac Trainor (K'eotsee)
• utilisation d'une bande défrichée existante pour accéder au lac Trainor (K'eotsee)

apportés à la conception du projet gazier Mackenzie par les promoteurs en réponse aux préoccupations et commentaires des collectivités.

Certaines des préoccupations soulevées par la population autochtone avaient plus particulièrement trait au tracé général et à l'emplacement des installations proposées. Le chapitre 5 traite en détail de ces préoccupations et des mesures envisagées par les promoteurs pour y répondre.

Outre les mesures particulières qu'ils ont avancées pour donner suite aux préoccupations exprimées par les groupes autochtones, les promoteurs ont conclu des ententes relativement aux retombées et à l'accès avec les Autochtones de la région désignée des Inuvialuit, de la région désignée des Gwich'in et de la région désignée du Sahtu. Les promoteurs ont déclaré ne pas avoir conclu de telles ententes avec les peuples de la région Deh Cho, mais qu'ils étaient déterminés à le faire.

9.5.2 Préoccupations exprimées au cours de l'audience de l'Office national de l'énergie

Un certain nombre de groupes et organisations autochtones ont directement exprimé leurs points de vue et préoccupations à l'Office en cours d'audience.

Conseil tribal des Gwich'in

Selon le conseil tribal des Gwich'in, le projet gazier Mackenzie peut contribuer à la durabilité de l'économie dans le Nord et impartir un rôle gratifiant et plus grand aux peuples autochtones des régions Deh Cho, du Sahtu et du delta du Mackenzie. Monsieur Richard Nerysoo, président du conseil tribal des Gwich'in, a affirmé que :

> le conseil tribal des Gwich'in appuie le projet gazier Mackenzie, car il permet à la population Gwich'in de devenir autosuffisante et de participer pleinement à la société mondiale.

Le conseil tribal des Gwich'in a souligné que le projet gazier Mackenzie procurera une gamme d'avantages à la population Gwich'in, aux résidents du Nord et aux Canadiens, notamment des avantages économiques, des emplois, de même que des revenus et taxes pour tous les ordres de gouvernement, et qu'il favorisera la souveraineté du Canada dans le Nord.

Le conseil tribal des Gwich'in s'est dit en faveur de la délivrance par l'Office national de l'énergie d'un certificat à l'égard du projet gazier Mackenzie et a demandé à l'Office d'étudier les commentaires du conseil tribal des Gwich'in sur les recommandations de la Commission d'examen conjoint ainsi que les préoccupations exprimées à la Commission d'examen conjoint relativement à la protection de l'environnement, à la préservation des ressources culturelles et au développement économique. Le conseil tribal des Gwich'in a enfin recommandé à l'Office national de l'énergie que les promoteurs soient tenus d'entreprendre la réalisation du projet de construction dans les trois années suivant la réception du certificat et a demandé à ce que le projet gazier Mackenzie soit accessible à tous les expéditeurs éventuels selon des modalités commerciales appropriées.

Inuvialuit Regional Corporation

Madame Nellie Cournoyea, présidente et chef de la direction de l'Inuvialuit Regional Corporation, a soutenu que tout au long des audiences de l'Office national de l'énergie et de la Commission d'examen conjoint :

> L'Inuvialuit Regional Corporation a toujours reconnu les vastes possibilités économiques que le projet gazier Mackenzie créerait tant pour le peuple inuvialuit et les autres résidents de la région du delta de Beaufort que pour les résidents d'autres régions le long du tracé pipelinier et les Canadiens en général.

L'Inuvialuit Regional Corporation a souligné que les possibilités économiques sont limitées dans les collectivités du delta de Beaufort et que les Inuvialuit veulent être autonomes et profiter des avantages que procure une base économique prospère et durable. L'Inuvialuit Regional Corporation a ajouté que le projet gazier Mackenzie et les activités continues d'exploration et de mise en valeur offriraient de telles possibilités aux collectivités du delta de Beaufort et d'autres régions. En ce qui concerne l'absence d'un règlement en matière de revendications territoriales visant la région Deh Cho,

> M^me^ Cournoyea est d'avis qu'il n'est pas dans l'intérêt public canadien qu'un seul groupe ou qu'une partie des membres d'un groupe entrave les possibilités économiques d'un grand nombre d'autres personnes.

L'Inuvialuit Regional Corporation a incité l'Office national de l'énergie à inclure dans son approbation du projet des dispositions qui prescriraient au gouvernement fédéral d'activer le fonds d'atténuation des effets du projet gazier Mackenzie pour appuyer la planification continue dans la région de Beaufort.

Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership

La Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership (aussi connue sous le nom d'Aboriginal Pipeline Group), qui représente la participation autochtone de 33 % dans le projet, a elle aussi donné son appui au projet gazier Mackenzie. Monsieur Fred Carmichael, président de la Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership, a fait valoir que le projet gazier Mackenzie constitue le premier pas vers l'indépendance économique des régions. Il a affirmé ce qui suit :

> Nos enfants dépendent d'une économie basée sur les salaires, comme les vôtres. Ils doivent avoir accès à une formation et à une éducation de qualité, ainsi qu'à des emplois et des débouchés intéressants. L'Aboriginal Pipeline Group appuie le projet parce qu'il tient à ce que les jeunes Autochtones aient eux aussi ces possibilités.

North Slave Metis Alliance

La North Slave Metis Alliance a déploré le fait de ne pas avoir été désignée comme « groupe autochtone » aux fins de la consultation menée par les promoteurs à l'égard de l'énoncé des incidences environnementales. Elle estime qu'elle aurait dû faire partie de la liste des collectivités qui ne sont pas situées le long du corridor pipelinier et que le programme de consultation mené par les promoteurs n'était pas suffisant.

Collectivités Deh Cho

Dans leur présentation à l'Office national de l'énergie, les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho, les Premières nations Deh Cho, la bande des Dénés de Sambaa K'e et la Première nation Liidlii Kue ont soulevé un certain nombre de préoccupations non résolues relativement au projet. Certaines préoccupations ont été soulevées par plus d'un groupe de la région Deh Cho, tandis que d'autres étaient particulières aux intérêts d'une collectivité donnée. Dans l'ensemble, les préoccupations englobaient plusieurs grandes questions liées aux éventuels effets et avantages engendrés par l'approbation, la construction et l'exploitation du projet gazier Mackenzie. Le chapitre 3 traite des préoccupations d'ordre socioéconomique et environnemental exprimées par les collectivités Deh Cho.

Ententes et règlements

Les préoccupations exprimées par les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho et les Premières nations Deh Cho portaient sur l'état des règlements et ententes clés visant la région Deh Cho. Monsieur Herb Norwegian, au nom des conseils des aînés et des exploitants Deh Cho, a fait observer que

> contrairement aux autres régions des Territoires du Nord-Ouest touchées parle projet, les Dénés Deh Cho n'avaient pas résolu les questions de terres et d'autonomie gouvernementale avec le Canada.

M. Norwegian a ajouté que

> la conclusion du processus relatif à la population Deh Cho par une entente définitive conférerait aux Dénés Deh Cho le pouvoir clair et nécessaire de veiller à ce que le projet soit mis en branle seulement s'il est acceptable pour le peuple et jouit de sa pleine participation.

Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho ont également exprimé leur déception et leur frustration à l'égard du gouvernement du Canada et du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest qui tardent à adopter le *Plan d'aménagement du territoire Deh Cho,* lequel

a été approuvé par les Premières nations Deh Cho en 2006. Selon ces conseils, parce que le Plan exprime les valeurs et les aspirations des Dénés Deh Cho, ceux-ci accordent une grande importance à l'adoption officielle du Plan et à sa mise en œuvre.

Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho et les Premières nations Deh Cho ont déclaré qu'ils ne peuvent pas appuyer le projet gazier Mackenzie sans qu'un plan d'aménagement du territoire visant la région Deh Cho soit en place. Ils ont recommandé que l'accès au territoire Deh Cho pour les travaux de construction soit retardé jusqu'à la fin du processus d'approbation et la mise en œuvre du Plan d'aménagement du territoire. La bande des Dénés de Sambaa K'e a appuyé ce point de vue. Les conseils des aînés et des exploitants Deh Cho ont en outre recommandé que les travaux de construction ne soient pas entrepris jusqu'à ce que les promoteurs aient conclu des ententes visant l'accès aux terres et les retombées pour les collectivités Deh Cho. Les Premières nations Deh Cho ont fait observer que la version à jour du calendrier de projet des promoteurs indique que la décision relative à la construction du projet serait prise vers 2013. Le grand chef des Premières nations Deh Cho, Samuel Gargan, a souligné que selon les Premières nations Deh Cho,

> un délai de trois ans et demi devrait suffire amplement pour conclure le processus relatif au Deh Cho, mettre en place un plan définitif d'aménagement du territoire et résoudre toute autre question en suspens.

Programme de consultation mené par les promoteurs

La bande des Dénés de Sambaa K'e et les Premières nations Deh Cho ont exprimé des préoccupations au sujet du programme de consultation mené par les promoteurs. Les Premières nations Deh Cho ont déclaré que les efforts déployés par les promoteurs étaient inadéquats et que de nombreuses préoccupations de portée régionale ou communautaire sont encore sans réponse. Le grand chef des Premières nations Deh Cho, Samuel Gargan, s'est dit préoccupé par la manière dont les promoteurs renvoient les Premières nations Deh Cho à des processus de réglementation subséquents plutôt que de traiter directement avec elles pour résoudre différentes questions, comme la consultation relative à l'emplacement des futures vannes de sectionnement.

Pour sa part, la bande des Dénés de Sambaa K'e a affirmé que les promoteurs n'avaient pas tenu compte de sa préférence déclarée de négocier de manière autonome une entente sur les répercussions et les retombées qui soit propre à la région. La bande a ajouté qu'elle s'inquiétait parce que les promoteurs ont évité leurs obligations liées à la consultation dans le cadre du processus de réglementation de l'Office national de l'énergie.

Les promoteurs ont répondu qu'à la suite de la consultation, de nombreux changements avaient été apportés à la conception du projet gazier Mackenzie dans la région Deh Cho. Ils ont fait observer que le processus de consultation n'avait pas abouti à des ententes dans tous les cas et que certaines des questions en suspens ne pourraient être résolues qu'à l'étape de la délivrance des permis requis, après la collecte de renseignements supplémentaires. Les promoteurs ont enfin affirmé que la consultation relative au projet se poursuivrait et qu'ils continueraient de s'efforcer de régler toutes les questions en suspens.

Suffisance du programme de consultation de l'État

Les Premières nations Deh Cho, la bande des Dénés de Sambaa K'e et l'Alliance métis North Slave ont exprimé des préoccupations au sujet du programme de consultation mené par l'État. Les Premières nations Deh Cho ont déclaré que les efforts déployés par le gouvernement du Canada étaient inadéquats et que la preuve déposée ne tient pas compte des observations et recommandations qu'elles ont faites à la Commission d'examen conjoint.

La bande des Dénés de Sambaa K'e a soutenu que le gouvernement du Canada n'avait pas assumé ses obligations juridiques en matière de consultation de la population dans l'intention de trouver des accommodements, y compris d'offrir un dédommagement pour violation des droits et intérêts sur les terres publiques visés à l'article 35. La bande des Dénés de Sambaa K'e a recommandé de ne pas délivrer de certificat à l'égard du projet jusqu'à ce que le gouvernement du Canada ait mené à bien sa consultation visant à modifier le processus compte tenu des recommandations de la Commission d'examen conjoint, particulièrement en ce qui a trait aux questions liées à l'article 35, et ait terminé le processus de consultation de fond avec elle, afin de tenir compte des questions de droits encore en suspens.

L'Alliance métis North Slave a dit qu'elle devrait être consultée au sujet du projet gazier

Mackenzie et qu'elle n'avait pas été consultée de manière suffisante par l'État.

Bande Dene Tha'
Le 27 septembre 2006, une séance d'audience a été tenue à High Level, en Alberta, afin d'entendre les préoccupations des collectivités du nord de l'Alberta. Bien que la bande Dene Tha' ait obtenu le statut d'intervenant à l'audience et qu'elle ait déposé une preuve, elle n'a pas participé à la séance d'audience du 27 septembre ni aux autres séances d'audience. En novembre 2006, la Première nation Dene Tha' a conclu un accord de règlement avec le gouvernement du Canada pour régler le litige lié au projet. Selon cet accord, le gouvernement du Canada verserait 25 000 000 $ à la Première nation Dene Tha' afin, entre autres, d'aider celle-ci à faire face aux incidences socioéconomiques associées au projet.

Opinion de l'Office

Programme de consultation mené par les promoteurs
Le Guide de dépôt de l'Office national de l'énergie exige de toute société qui présente une demande de réglementation qu'elle démontre qu'elle a déterminé les groupes et personnes susceptibles d'être touchés par le projet, qu'elle a communiqué avec eux et qu'elle les a consultés avant de déposer sa demande. La société doit prendre connaissance des préoccupations des gens et essayer d'y répondre le plus possible. La société doit également poursuivre son dialogue avec les parties qui seront touchées par le projet tout au long du processus de réglementation et des étapes de construction et d'exploitation du projet. La demande doit contenir des renseignements détaillés sur tous les aspects des activités de consultation menées par la société, y compris une description de toute question ou préoccupation demeurée en suspens.

Les promoteurs ont décrit en détail les consultations qu'ils ont menées auprès des divers groupes, personnes, organisations, gouvernements et peuples autochtones qui seront touchés par le projet gazier Mackenzie. Ils ont documenté plus de 1 500 réunions et assemblées, décrit les préoccupations exprimées lors des consultations et fourni des détails sur la manière dont ils ont répondu à ces préoccupations ou prévoient y répondre. Comme suite aux préoccupations et commentaires recueillis par l'entremise des consultations, les promoteurs ont apporté de nombreux changements à la conception du projet et pris des engagements qui ont été consignés par écrit dans l'entente relative aux aspects socio-économiques du projet gazier Mackenzie. Ils se sont par ailleurs engagés à poursuivre les démarches de consultation pendant toute la durée du projet gazier Mackenzie.

Nous sommes d'avis que les promoteurs ont conçu et mis en œuvre un programme de consultation efficace à l'égard du projet gazier Mackenzie. Nous acceptons le fait qu'il n'a pas été possible de conclure dans tous les cas une entente quant à la manière de répondre aux préoccupations et nous sommes persuadés que certaines des questions en suspens seront réglées par d'autres organismes de réglementation, ministères fédéraux et autorités autochtones à l'étape de la délivrance des permis. Nous continuerons de collaborer avec les institutions du Nord et les ministères fédéraux, et de les appuyer, tout au long des étapes subséquentes du processus d'approbation.

Dans les cas où nos propres conditions exigent des promoteurs qu'ils mènent des consultations plus poussées ou qu'ils fournissent à l'Office national de l'énergie la preuve des consultations menées, l'Office national de l'énergie continuera à évaluer le caractère approprié et l'efficacité des efforts déployés, y compris la manière dont les préoccupations ont été réglées. En ce qui concerne la définition du terme « consultation » dans nos conditions, nous jugeons utile la recommandation faite par l'organisme Alternatives North et Affaires indiennes et du Nord Canada. La définition du terme donnée à l'article 3 de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* est conforme dans l'ensemble à toutes les instructions fournies aux demandeurs et sociétés réglementées dans notre Guide de dépôt. Un préambule visant à définir le terme a par conséquent été inclus à nos conditions. Pour ce qui est de la demande d'Environnement Canada que lui soit fournie une preuve de son niveau de satisfaction relativement à la consultation, nous soulignons que toutes les parties intéressées et touchées peuvent communiquer avec nous en tout temps au sujet des activités des promoteurs et que nous accorderons l'attention nécessaire à tout document déposé, dès son dépôt. En réponse à la demande du gouvernement du

Yukon, nous avons modifié la condition 27 de sorte que ce gouvernement participe aux consultations en vue de l'élaboration des plans visant un programme officiel de résolution des préoccupations.

Incidences possibles du projet

Nous dépendons des personnes intéressées par un projet qui, de par leur participation au processus d'audience s'y rattachant, peuvent nous faire directement part de leurs points de vue et préoccupations afin que nous puissions en tenir compte. Nous invitons également toutes les personnes susceptibles d'être touchées par un projet à participer le plus tôt possible au processus des promoteurs, dès les étapes de la planification et de l'évaluation, afin que tous puissent collaborer de manière à régler toutes les préoccupations et questions, y compris les préoccupations liées aux effets éventuels d'un projet.

Nous avons entendu un certain nombre de parties s'exprimer sur les éventuels effets et avantages du projet gazier Mackenzie, notamment les points de vue et préoccupations des gens habitant les régions des Inuvialuit, des Gwich'in, du Sahtu et Deh Cho. Les organisations et collectivités de la région Deh Cho nous ont dit qu'elles préfèrent que l'approbation du projet soit retardée jusqu'à ce que leur revendication territoriale soit réglée et que leur plan d'aménagement du territoire soit en place. Nous avons également été mis au courant des aspirations sociales et économiques des gens des régions des Inuvialuit, des Gwich'in et du Sahtu, de même que des avantages que le projet gazier Mackenzie leur procurerait. Comme l'a indiqué M. Richard Nerysoo, président du conseil tribal des Gwich'in, le projet gazier Mackenzie permettra à la population Gwich'in de devenir autosuffisante et de participer pleinement à la société mondiale. Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a par pour sa part affirmé que le projet permettra aux résidents du Nord de s'engager sur la voie de l'indépendance économique.

Nous avons trouvé encourageant le point de vue du grand chef Gargan qui estime qu'il reste suffisamment de temps avant la construction du projet pour faire progresser sensiblement, voire conclure, l'entente sur la revendication territoriale visant la région Deh Cho et pour mettre en œuvre le plan d'aménagement du territoire. Nous avons aussi été encouragés du fait qu'avant la mise en branle des travaux de construction, les promoteurs et les organisations et collectivités Deh Cho auront des occasions suffisantes de travailler à conclure toutes les ententes supplémentaires nécessaires, y compris des ententes relatives à l'accès et aux retombées, et ainsi de prendre en considération tous les intérêts communs et de régler les préoccupations restantes.

De par les engagements qu'ils ont pris et les modifications qu'ils ont apportées au projet, les promoteurs ont réussi à régler un grand nombre des préoccupations exprimées par les parties. Notre processus d'audience et le rapport de la Commission d'examen conjoint ont mis en lumière certaines préoccupations non résolues, dont les préoccupations particulières aux groupes autochtones.

Durant son processus d'audience, l'Office national de l'énergie exige du demandeur qu'il consulte les groupes autochtones afin de relever leurs préoccupations et, dans la mesure du possible, de les régler. Si certaines préoccupations demeurent sans réponse après la consultation, l'Office peut imposer des conditions au demandeur dans le but de les résoudre. Dans notre décision, nous avons pris en considération les préoccupations exprimées par la population autochtone au cours du processus d'audience. Les conditions que nous imposons visent ces préoccupations. Nous sommes persuadés que les mesures et engagements pris par les promoteurs, alliés aux exigences prévues dans nos conditions, permettront de résoudre de manière satisfaisante les préoccupations soulevées par les parties et les groupes autochtones et d'atténuer de manière efficace les impacts définis.

Par le truchement de ce processus, dont il est aussi question à la section 1.3 du volume 1, et de l'évaluation par l'Office de l'information obtenue en cours de route, nous avons établi que notre décision respectait l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*.

Chapitre 10
Réglementation tout au long de la durée de vie

Dans l'éventualité où le projet serait construit, l'Office national de l'énergie est déterminé à faire tout son possible pour en assurer la surveillance. Ainsi, l'Office s'assurera que les promoteurs tiennent leurs promesses et respectent toutes les conditions d'approbation. Si la population des Territoire du Nord-Ouest a des préoccupations au sujet du projet, l'Office sera présent pour les résoudre. L'Office effectuera des inspections et des vérifications et travaillera en collaboration avec les organismes du Nord pendant l'exploitation du pipeline et bien des années plus tard, quand il faudra cesser de l'exploiter. La cessation d'exploitation ne sera approuvée que lorsque les travaux pourront être menés de manière à assurer la sécurité et à protéger l'environnement.

Si une partie a des préoccupations pendant la durée de vie du projet et qu'elle n'arrive pas à les résoudre directement avec la société pipelinière, elle peut s'adresser à un inspecteur de l'Office national de l'énergie ou téléphoner à l'Office, sans frais, au 1-800-899-1265. Les documents de réglementation, dont ceux ayant été déposés par suite des conditions imposées par l'Office national de l'énergie, sont accessibles sur le site Web de l'Office (www.neb-one.gc.ca). Il suffit de cliquer sur le lien « Consulter » qui se trouve du côté droit de la page, sous la rubrique « Documents de réglementation ».

Les sections suivantes décrivent la démarche de réglementation sur toute la durée de vie adoptée par l'Office national de l'énergie.

10.1 Règlements adoptés en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

L'Office national de l'énergie a la responsabilité d'évaluer les demandes relatives à un projet pipelinier afin de déterminer si la réalisation du projet est conforme à l'intérêt public. Si le projet est approuvé, l'Office en assure la réglementation tout au long de sa durée de vie, du dépôt de la demande à la construction, à l'exploitation et enfin à la cessation d'exploitation (voir la figure 10-1).

Pour réglementer le réseau pipelinier de plus de 71 000 kilomètres qui lui est assujetti, l'Office s'appuie sur le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement*, le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines*, parties I et II,

le *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits* et le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* ou le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs*. Ces règlements exigent la création d'un certain nombre de programmes, plans et manuels ainsi que la publication de renseignements. Dans le cadre de sa responsabilité globale d'assurer la réglementation des installations énergétiques, l'Office national de l'énergie :

- diffuse des avis de sécurité;
- mène des enquêtes et des investigations officielles sur toutes les questions de sécurité;
- donne suite aux plaintes des propriétaires fonciers;
- procède à des inspections;
- effectue des vérifications financières et environnementales de même que des vérifications de la sécurité et de la sûreté.

Outre les règlements, le Guide de dépôt de l'Office national de l'énergie précise les renseignements que les sociétés doivent fournir dans leur demande relative à un projet ainsi que dans leurs rapports de surveillance financière.

10.1.1 La demande

Une demande relative à un projet d'envergure fait généralement l'objet d'une audience publique orale. La société qui propose le projet et toutes les personnes ou groupes intéressés ont ainsi l'occasion de fournir des renseignements et d'exprimer leur point de vue relativement au projet. Une audience donne à toutes les personnes intéressées par un projet la possibilité de fournir une preuve, d'interroger d'autres parties, de répondre à des questions et d'exprimer leur point de vue sur le projet. Elle permet également à l'Office national de l'énergie de recueillir toute l'information dont il a besoin pour rendre une décision juste et objective.

Lorsqu'il examine une demande, l'Office national de l'énergie tient compte des mesures supplémentaires qui devraient être exigées de la société pendant la construction et l'exploitation du projet, si celui-ci devait être approuvé. Ces mesures supplémentaires prennent la forme de conditions assortissant l'approbation, auxquelles la société doit se conformer. Voici quelques exemples de condition :

- restrictions relatives au calendrier de construction;
- mesures visant à limiter les effets sur les terres;
- présentation d'un rapport sur les niveaux de bruit;
- réalisation d'une étude sur les plantes rares;
- dépôt d'un programme d'assemblage.

Pendant l'audience, l'Office national de l'énergie examine tous les renseignements connexes à la question de savoir si la demande devrait être approuvée ou non.

10.1.2 Surveillance et exécution

Avant et pendant la construction

Si l'Office national de l'énergie approuve le projet, ses activités de surveillance viseront à s'assurer que le projet est construit en conformité avec les règlements et les conditions d'approbation. Les conditions dont est assortie l'approbation sont particulières au projet. Elles sont fondées sur le dossier de la preuve ainsi que sur l'expérience de l'Office en matière de questions pipelinières. La société a l'obligation de se conformer à ces conditions.

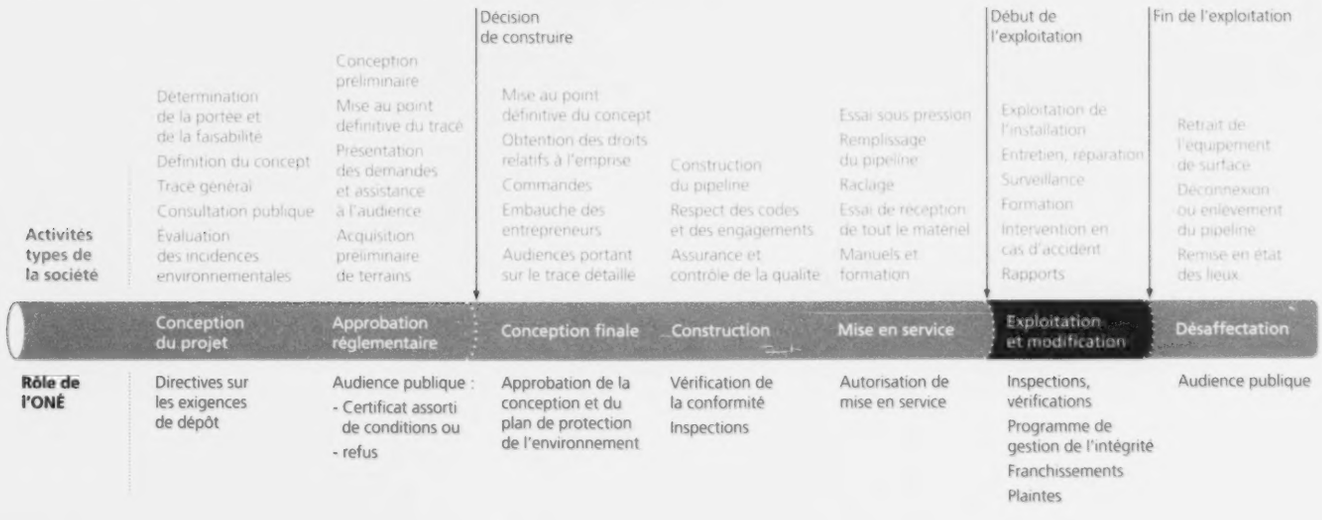


Figure 10-1

Réglementation exercée par l'Office national de l'énergie pendant la durée de vie du projet

Pour s'en assurer, l'Office a recours à divers moyens tels l'examen des plans, rapports et manuels déposés. Si la société doit obtenir des renseignements d'une autre partie, les conditions et les règlements préciseront la nature de ces renseignements. Il est attendu de la société qu'elle confirme la réception, et l'intégration le cas échéant, des renseignements exigés. Tous les documents déposés par la société et toute la correspondance connexe de l'Office sont accessibles à partir du dépôt central de documents de l'Office national de l'énergie.

Pendant l'étape de la construction, l'Office national de l'énergie effectue des inspections pour s'assurer que les installations approuvées satisfont aux exigences prévues par les lois, règlements et conditions sur lesquels repose l'approbation. Les inspecteurs de l'Office ont la tâche de documenter les résultats de l'inspection, d'assurer le suivi de toute question en suspens et de présenter les observations qu'ils ont faites sur le terrain.

La fréquence et le type des inspections dépendent de plusieurs facteurs, dont :

- la complexité du projet;
- les questions de sécurité et d'environnement qui ont été relevées pendant les étapes de la demande et de la construction;
- les antécédents observés de la société en matière de conformité;
- le rendement de la société relativement au tronçon en construction à un moment donné.

Les inspections se concentrent sur l'emprise et sur l'emplacement des installations en surface. Les inspecteurs travaillent de concert avec les autres organismes de réglementation afin de faire en sorte que la réglementation ne présente ni lacune ni chevauchement.

Les activités d'inspection et de surveillance de l'Office national de l'énergie comprennent :

- des vérifications de la conformité aux mesures d'atténuation, aux conditions et aux plans de protection de l'environnement, ainsi que l'évaluation de leur efficacité;
- des vérifications de la conformité aux normes et règlements applicables;
- la surveillance des activités de construction et d'exploitation, notamment la vérification des rapports sur la progression des travaux de construction.

Si un inspecteur détermine que la société ne respecte pas les conditions ou règlements, l'Office national de l'énergie peut prendre des mesures pour les faire respecter.

L'Office national de l'énergie se charge de faire appliquer les engagements et les exigences concernant la sécurité et l'environnement. Si l'Office détermine qu'une société ne respecte pas ses engagements ou les exigences, il lui demande de rectifier la situation de son plein gré. Si la situation ne peut être rectifiée immédiatement ou si la société doit fournir d'autres renseignements, les inspecteurs de l'Office peuvent réclamer de la société une promesse de conformité volontaire. La société doit par la suite confirmer sa conformité aux exigences et engagements.

Les inspecteurs nommés en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* peuvent rendre une ordonnance s'ils ont des motifs raisonnables de croire que la construction, l'exploitation, l'entretien ou la cessation de l'exploitation d'un pipeline menace, ou pourrait menacer, la sécurité du public ou des employés de la société, les biens matériels ou l'environnement. Une telle ordonnance peut sommer la société d'entreprendre certains travaux ou d'interrompre la construction jusqu'à ce que les travaux en question soient terminés. Il s'agit d'une ordonnance qui peut être assimilée à une ordonnance de tribunal et qui doit être exécutée comme telle en cas de non-conformité de la société.

Les préoccupations du public peuvent varier en fonction de l'étape du projet. Par exemple, les personnes qui habitent à proximité des installations sont habituellement les premières à remarquer la possibilité d'un problème environnemental. Toute personne préoccupée par un projet pipelinier peut communiquer avec l'Office national de l'énergie en tout temps pour obtenir des renseignements sur la manière de résoudre ses préoccupations avec la société. L'Office met à la disposition du public divers moyens de présenter les préoccupations en vue d'une résolution.

Le processus de règlement des plaintes et le mécanisme approprié de règlement des différends sont deux options établies par l'Office national de l'énergie pour résoudre les préoccupations en suspens. Le mécanisme approprié de règlement des différends, par exemple, peut prendre la forme d'une réunion entre la personne concernée et la société, à laquelle du personnel de l'Office ou une tierce partie neutre peut servir de modérateur. Pendant les travaux de construction, des membres du personnel de l'Office se rendent souvent sur les lieux du projet pour faire des inspections. Il est ainsi possible de communiquer directement avec eux. Il est par

Le saviez-vous?

Programme de contrôle et de surveillance physique

Un programme de contrôle et de surveillance physique comporte deux volets. Le volet « contrôle » vise à cerner les questions ou éventuels sujets de préoccupation qui peuvent constituer une menace pour le pipeline, les biens, les personnes ou l'environnement (p. ex., intégrité du pipeline, érosion, sûreté). Il peut prévoir des méthodes pour l'élaboration de mesures visant à prévenir le ou les problèmes identifiés ou à en atténuer l'impact. Le programme peut également comprendre :

- le suivi des sites où des mesures d'atténuation ont été instaurées, afin d'en déterminer la réussite ou l'échec;
- un système pour la mise en œuvre d'autres mesures d'atténuation, selon les besoin;
- des mécanismes de rétroaction afin d'adapter les mesures d'atténuation fructueuses à de futurs projets pipeliniers.

La surveillance peut être une composante du programme de contrôle qui insiste sur les activités de la société, des entrepreneurs ou du public. Elle permet, par exemple, de garantir que les entrepreneurs se conforment aux exigences environnementales associées à une tâche, de détecter les cas d'empiètement sur l'emprise et d'informer les parties de travaux de construction connexes. Le programme de contrôle et de surveillance peut inclure des reconnaissances aériennes, des inspections internes de la canalisation, des levés des sols, des contrôles de l'érosion et des contrôles de la stabilité des pentes. Des pratiques de gestion environnementale pertinentes, comme celles ayant trait au stockage des matériaux et déchets, de même qu'à la surveillance de la qualité de l'air et de l'eau, peuvent aussi y être intégrées.

ailleurs possible de communiquer avec l'Office national de l'énergie par téléphone, télécopieur, courriel ou encore par la poste.

Une fois les travaux de construction terminés, l'Office national de l'énergie poursuit sa surveillance de l'emprise afin de s'assurer que les mesures d'atténuation concernant l'environnement et les aspects géotechniques continuent de bien remplir leur fonction. À cette fin, l'Office mène habituellement des inspections sur le terrain et analyse les rapports déposés par la société.

Exploitation

Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* fait état des exigences liées à l'exploitation de pipelines assujettis à l'Office national de l'énergie auxquelles les sociétés doivent se soumettre. Tel qu'il a été mentionné plus haut, il exige la création d'un certain nombre de programmes, plans et manuels. Par exemple, ce règlement exige impérativement l'élaboration et la mise sur pied d'un programme de contrôle et de surveillance et d'un programme de gestion de l'intégrité.

Les activités de contrôle menées par le personnel de l'Office national de l'énergie pendant les activités d'exploitation comprennent :

- des inspections des installations et de l'emprise;
- des vérifications du système de gestion afin de s'assurer que les exigences réglementaires de l'Office national de l'énergie sont respectées et continueront de l'être;
- l'évaluation des pratiques et méthodes de sécurité, dans le cadre du mandat de l'Office national de l'énergie ainsi qu'aux termes de la partie II du *Code canadien du travail,* au nom de Ressources humaines et Développement des compétences Canada;
- l'examen et l'évaluation des programmes de gestion de l'intégrité et de protection de l'environnement de la société;
- des vérifications financières afin de confirmer la conformité à la réglementation financière et aux autres exigences de l'Office national de l'énergie;
- l'examen des rapports de surveillance financière et des rapports annuels déposés devant l'Office national de l'énergie.

Le public peut entrer en contact avec l'Office national de l'énergie aussi facilement pendant les activités d'exploitation que pendant la construction et celui-ci donnera suite à toutes les questions qui lui seront présentées.

10.1.3 Cessation d'exploitation

La société qui voit l'une de ses installations assujetties à la réglementation de l'Office national de l'énergie arriver à la fin de sa vie utile doit faire une demande de cessation d'exploitation. Toute demande de cessation d'exploitation exige la tenue d'une audience publique, afin de donner aux membres du public la possibilité d'exprimer leurs points de vue sur la question de savoir si les procédures projetées assurent de manière suffisante la sécurité et la protection de l'environnement. Avant d'autoriser la cessation d'exploitation, l'Office national de l'énergie doit être convaincu que les activités de cessation d'exploitation seront effectuées de façon sécuritaire et protègent les biens et l'environnement. L'Office s'attend en outre à ce que la société en question discute de ses projets de cessation d'exploitation avec les propriétaires fonciers afin de tenir compte de leurs préoccupations à l'étape de la planification.

Le saviez-vous?

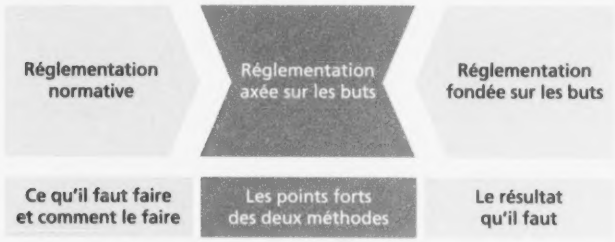
La réglementation axée sur les buts

En règle générale, les méthodes de réglementation sont soit de style normatif soit fondées sur les buts. Les deux méthodes possèdent leurs forces et leurs faiblesses et toutes deux sont communément utilisées. Le recours à l'une plutôt qu'à l'autre peut dépendre de la nature de l'activité réglementée.

La réglementation normative convient pour fixer des exigences obligatoires qui ne devraient pas varier selon les circonstances ou l'emplacement des installations (p. ex., la conception ou le dépôt de rapports d'incident). La principale faiblesse de la réglementation normative réside dans sa rigidité. Cette méthode de réglementation peut faire obstacle à l'introduction de nouvelles idées et technologies novatrices et peut ne pas tenir compte de circonstances uniques ou changeantes.

La réglementation fondée sur les buts permet à la société d'adapter les programmes et manuels exigés à son style de gestion et au milieu où elle évolue. Elle favorise également l'innovation et peut entraîner l'établissement de systèmes plus sécuritaires. Ses faiblesses ont trait à son application qui entraîne des coûts plus élevés et à un possible manque de transparence pour le public.

L'Office national de l'énergie a pris les points forts des deux méthodes pour créer la réglementation axée sur les buts. Il adopte des éléments normatifs lorsque la conformité est une obligation juridique et des éléments axés sur les buts lorsque les circonstances varient sensiblement d'une société à l'autre ou si des résultats supérieurs seront probablement atteints grâce à l'innovation ou à la nouvelle technologie. Par exemple, le Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres de l'Office national de l'énergie se fonde sur la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation : Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, qui fixe la majorité des exigences techniques en termes prescriptifs. La société est tenue de mettre en œuvre des programmes, des manuels et des plans particuliers, mais leur contenu dépend de buts particuliers. Pour évaluer dans quelle mesure la société se conforme à la réglementation, l'Office a recours à des vérifications et à des inspections.



Pour cesser d'exploiter une installation, la société doit se conformer à tous les règlements et à toutes les conditions imposées par l'Office national de l'énergie. Le processus de cessation d'exploitation comprend habituellement l'enlèvement des installations de surface et la remise en état des terrains. Selon le meilleur moyen de traiter les préoccupations relatives à la sécurité et à l'environnement, la canalisation enfouie peut être soit enlevée soit laissée en place. La procédure varie d'une cessation d'exploitation à l'autre en fonction de l'emplacement et des antécédents d'exploitation de l'installation, de même que de la future utilisation des terres. Dans son plan de cessation d'exploitation, la société doit généralement résoudre les principales questions relatives à la sécurité publique, à la protection de l'environnement et à la future utilisation des terres, notamment :

- la gestion de l'utilisation des terres;
- le tassement du terrain;
- la contamination des sols et des eaux souterraines;
- la propreté des canalisations;
- les franchissements de cours d'eau;
- l'érosion du sol;
- les croisements de services publics et de pipelines;
- le renardage (infiltration d'eau dans la conduite);
- l'équipement associé au pipeline (p. ex., colonnes montantes, vannes, conduites).

L'ordonnance de cessation d'exploitation prend effet lorsque l'Office national de l'énergie est satisfait des mesures prises par la société. L'installation est alors réputée abandonnée et ne ressortit plus à l'Office.

Pour guider la société dans l'élaboration de ses plans de cessation d'exploitation, l'Office national de l'énergie propose plusieurs principes relatifs à l'état final des terres (voir le tableau 10-1 ci-après).

Dans le cadre de son Initiative de consultation relative aux questions foncières, l'Office national de l'énergie a convoqué en janvier 2008 une audience publique (RH-2-2008) afin d'examiner les aspects financiers liés à la cessation d'exploitation de pipelines. Par conséquent, toutes les sociétés pipelinières assujetties à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* devront faire approuver une proposition concernant les processus et mécanisme envisagés pour mettre de côté des fonds en vue de la cessation d'exploitation. Les sociétés pipelinières devront démontrer à l'Office comment le mécanisme sélectionné permettra d'atteindre l'objectif de mettre de côté suffisamment de fonds pour financer toutes les activités de cessation d'exploitation. Étant donné que la demande relative au pipeline de la vallée du Mackenzie a été faite aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, les exigences s'y appliqueraient automatiquement.

La demande portant sur le réseau de collecte Mackenzie a été faite en conformité avec la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* plutôt qu'avec la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La condition 4 de l'ordonnance visant les droits du réseau de collecte Mackenzie (annexe N) exige qu'au moins 18 mois avant la mise en service du réseau, les promoteurs préparent une estimation des coûts de cessation d'exploitation, une proposition pour le prélèvement de fonds ainsi qu'une proposition concernant le processus et le mécanisme envisagés pour mettre les fonds de côté. Les exigences sont donc les mêmes tant pour le réseau de collecte Mackenzie que le pipeline de la vallée du Mackenzie.

Tableau 10-1

Principes de remise en état des terres après la cessation d'exploitation

Enjeu	Principe
Responsabilité	Les propriétaires et les exploitants d'installations sont responsables de la mise à la réforme de ces dernières et de la remise en état de l'emprise, ainsi que de toutes les charges découlant de ces installations après leur mise à la réforme.
Planification de la mise à la réforme et de la remise en état	Les personnes et groupes éventuellement touchés par la mise à la réforme sont invités à participer à l'élaboration des plans de mise à la réforme et de remise en état propres aux installations visées.
	Un tel plan a pour but de veiller à ce que le risque que l'installation mise à la réforme pose à la sécurité du public, aux biens et à l'environnement soit à un niveau qui est acceptable dans le contexte de l'intérêt public, avec l'agrément des parties dans la mesure du possible, mais selon la décision de l'Office.
	La réutilisation ou le recyclage des installations sont pris en considération au moment de définir les options de mise à la réforme.
État souhaité des lieux	La mise à la réforme et la remise en état ont pour but de restaurer l'emprise dans un état qui est comparable à celui du milieu environnant. Dans la mesure du possible, les propriétaires et exploitants d'installations devraient s'assurer que cet état est compatible avec celui que souhaitent les personnes touchées.
	Dans les milieux naturels, ou ceux où l'on trouve des espèces et communautés indigènes de plantes rares ou vulnérables, la remise en état favorise le rétablissement de la qualité de l'habitat sur les terres aménagées pour une emprise en un état compatible avec l'utilisation actuelle des terres voisines.
Mesure du rendement	Mesurer le rendement des plans de réforme et de remise en état est nécessaire pour faciliter l'amélioration continue et l'évaluation de l'efficacité.

10.2 Réglementation économique

Une fois le pipeline approuvé, les droits et règlements visant le transport par son entremise sont assujettis à la réglementation de l'Office national de l'énergie. Les coûts pouvant être inclus dans les droits comprennent les frais d'exploitation, l'amortissement comptable, le rendement du capital et les impôts, dont l'impôt sur les bénéfices. Les droits peuvent être établis pour une année ou plusieurs. En cas de différend entre les expéditeurs et la société pipelinière, l'Office national de l'énergie tranche et fixe les droits. Il peut aussi accepter un règlement négocié. L'existence d'un règlement négocié ne limite aucunement l'Office dans l'exercice de ses pouvoirs. L'Office doit déterminer que les droits sont justes et raisonnables avant de les approuver. Il est en tout temps possible de présenter à l'Office national de l'énergie une demande ou une plainte concernant les droits, les tarifs ou l'accès au pipeline.

Le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* et le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* définissent un système comptable normalisé à l'intention des sociétés du Groupe 1. Les sociétés pipelinières de ce groupe doivent déposer des rapports de surveillance quatre fois l'an aux termes du *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits*. Ces rapports de surveillance rendent compte de la performance financière de la société et expliquent les écarts notables par rapport aux montants approuvés. L'Office national de l'énergie vérifie les registres comptables d'une société pipelinière pour déterminer l'exactitude des documents déposés et établir si la société se conforme à ses décisions, règlements et autres directives.

10.3 Réglementation, surveillance et application de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*

La demande portant sur le réseau de collecte Mackenzie, dont les pipelines de collecte en amont de l'installation de la région d'Inuvik et le pipeline de liquides de gaz naturel, a été déposée en vertu de l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Le recours à des conditions devrait permettre de réglementer ces installations et le pipeline de la vallée du Mackenzie d'une manière similaire, même si ce dernier est réglementé suivant la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'Office national de l'énergie réglementerait les droits et règlements relatifs au réseau de collecte Mackenzie en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, selon une réglementation des droits et tarifs qui est très similaire à celle de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

La demande portant sur le plan de mise en valeur des trois champs, soit Niglintgak, Taglu et Parsons Lake, a elle aussi été déposée en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Une fois le plan de mise en valeur approuvé par l'Office national de l'énergie et l'agrément du gouverneur en conseil obtenu relativement à la première partie du plan, conformément au paragraphe 5.1(4) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, les travaux et les activités visant le champ ne peuvent débuter tant que l'exploitant n'a pas déposé de demande aux termes de l'alinéa 5(1) *b*) de cette loi relativement à chacun des travaux et activités projetés et obtenu l'autorisation de l'Office national de l'énergie pour chacun d'eux.

L'alinéa 5(1)*b*) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* exige l'obtention d'une autorisation pour chaque activité d'un plan de mise en valeur prévoyant notamment des travaux de forage, de complétion, de construction d'installations, de production et de désaffectation. Conformément à l'article 6 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, toute demande sollicitant une autorisation aux termes de l'alinéa 5(1)*b*) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* doit contenir les renseignements suivants :

- une description des activités projetées;
- un plan de protection de l'environnement;
- un plan de sécurité;
- un plan d'urgence.

Conformément à l'article 5 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, toute société sollicitant une autorisation aux termes de l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* doit élaborer un système de gestion efficace qui intègre des processus permettant de fixer des objectifs en vue d'améliorer la sécurité, la protection de l'environnement et la prévention du gaspillage.

L'Office national de l'énergie évalue chaque demande visant des travaux ou des activités qui lui a été présentée en vertu de l'alinéa 5(1)*b*) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, y compris le plan de protection de l'environnement, le plan de sécurité et le plan d'urgence connexes à la demande, de manière à s'assurer que les travaux ou les activités :

- correspondent à la portée du plan de mise en valeur et à ce qui y est précisé;
- respectent les conditions d'approbation du plan de mise en valeur que l'Office national de l'énergie a imposées;
- sont conformes à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et à ses règlements d'application, qui préconisent la promotion, en ce qui a trait aux activités de recherche et d'exploitation de pétrole et de gaz :
  - de la sécurité, notamment par des mesures encourageant le secteur à prendre les dispositions voulues pour y parvenir;
  - de la protection de l'environnement;
  - de la rationalisation de l'exploitation;
  - de la conclusion d'accords conjoints de production;
  - de l'efficience économique des infrastructures.

Selon l'activité projetée visée à l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, l'examen environnemental peut être coordonné avec celui d'autres organismes de réglementation compétents. L'Office national de l'énergie doit par ailleurs assortir toute autorisation en vertu de l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* des conditions qu'il juge indiquées.

Conformément à l'article 10 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, la société qui a l'intention de procéder, à l'égard d'un puits ou d'une partie d'un puits, à des travaux de forage, de rentrée, de reconditionnement, de complétion, de remise en production, de suspension de l'exploitation ou d'abandon doit avoir reçu l'autorisation afférente de l'Office national de l'énergie. L'Office national de l'énergie évalue toutes

les demandes d'approbation relative à un puits de manière à s'assurer que les activités visées sont conformes :

- aux conditions de l'autorisation accordée en vertu de l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada;*
- à la portée du plan de protection de l'environnement, du plan de sécurité et du plan d'urgence et qu'elles correspondent à ce qui est précisé dans ces documents;
- à la portée du plan de mise en valeur et correspondent à ce qui y est précisé;
- aux conditions d'approbation du plan de mise en valeur que l'Office national de l'énergie a imposées;
- à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, au *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada* et aux autres règlements d'application de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Toute approbation relative à un puits accordée par l'Office national de l'énergie en vertu de l'article 10 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada* serait assortie des conditions pertinentes.

Après avoir autorisé une activité en vertu de l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, y compris une approbation relative au puits aux termes de l'article 10 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, l'Office national de l'énergie mène des inspections et des vérifications périodiques à l'égard des activités sur le terrain de la société, afin de vérifier la conformité aux règlements d'application de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, aux conditions d'approbation du plan de mise en valeur, à l'autorisation accordée suivant l'alinéa 5(1)*b)* ou l'approbation relative au puits et à tout autre point concernant la protection de l'environnement, la sécurité et la rationalisation de l'exploitation.

L'application de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de ses règlements d'application en ce qui a trait à la sécurité incombe au délégué à la sécurité et aux agents de la sécurité. La vérification de la conformité en matière de protection de l'environnement et de rationalisation de l'exploitation fait partie du mandat du délégué à l'exploitation et des agents du contrôle de l'exploitation. Les agents du contrôle de l'exploitation et les agents de la sécurité travaillent en collaboration avec les autres organismes de réglementation afin de faire en sorte que la réglementation ne présente ni lacune ni chevauchement.

Tout au long de la durée de vie d'un projet, l'Office national de l'énergie assure une surveillance des travaux de forage, de complétion, de construction d'installation, de production et de désaffectation par l'entremise d'inspections et de vérifications des systèmes de gestion. L'Office se sert des renseignements tirés des activités de suivi des conditions, des rapports d'inspection et de tout autre document relatif à la conformité pour améliorer ses processus internes, pour assurer le suivi de la conformité aux conditions et des cas de non-conformité et pour déterminer la nécessité et la fréquence des futures inspections et vérifications.

La fréquence et le type des inspections dépendent de plusieurs facteurs, dont :

- la complexité du projet,
- les questions de sécurité et d'environnement qui ont été relevées pendant les étapes de la demande et les étapes antérieures;
- les antécédents de conformité observés de la société.

Les activités d'inspection et de surveillance de l'Office national de l'énergie comprennent :

- des vérifications de la conformité aux mesures d'atténuation, aux conditions, aux plans de protection de l'environnement et aux plans de sécurité, de même que l'évaluation de leur efficacité;
- des vérifications de la conformité aux normes et règlements applicables;
- la surveillance des travaux de forage, de construction d'installation, de production et de désaffectation.

Si l'approche coopérative ne porte pas fruit, les agents de la sécurité peuvent délivrer une ordonnance relative à la sécurité et le délégué à l'exploitation peut, au besoin, ordonner l'arrêt des activités d'exploitation pour empêcher les dommages corporels ou matériels, protéger l'environnement ou prévenir le gaspillage.

Chapitre 11
Dispositif

Les volumes 1 et 2 constituent nos motifs de décision relativement aux demandes concernant le projet gazier Mackenzie, que nous avons approuvé.

Nous sommes convaincus du caractère d'utilité publique du pipeline de la vallée du Mackenzie, tant pour le présent que pour le futur, pourvu que les conditions énoncées à l'annexe K des présentes soient satisfaites. En conséquence, sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, un certificat d'utilité publique sera délivré conformément à la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Nous avons également rendu une ordonnance qui établit les principes les principes tarifaires et les principes d'établissement des droits visant le pipeline de la vallée du Mackenzie, tels qu'ils sont énoncés à l'annexe L.

Nous estimons que le réseau de collecte Mackenzie favorise la sécurité, la protection de l'environnement et la rationalisation de l'exploitation. Nous accorderons ainsi l'autorisation demandée en vertu de l'alinéa 5(1)*b)* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. L'autorisation sera accordée une fois que les promoteurs se seront conformés aux dispositions applicables de cette loi et sous réserve des conditions énoncées à l'annexe M. L'annexe N fait état des principes d'établissement des droits que nous avons établis à l'égard du réseau de collecte Mackenzie.

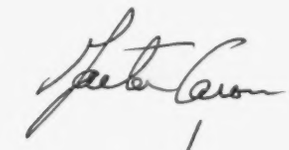
Nous sommes d'avis que les plans de mise en valeur déposés par Shell Canada Limitée, à titre d'associé directeur de Shell Canada Énergie, pour le champ de Niglintgak, par Pétrolière Impériale Ressources Limitée pour le champ de Taglu et par ConocoPhillips Canada (North) Limited et ExxonMobil Canada Properties pour le champ de Parsons Lake favorisent la sécurité, la protection de l'environnement et la rationalisation de l'exploitation. Aussi approuverons-nous les plans de mise en valeur des champs de Niglintgak, de Taglu et de Parsons Lake et une fois que les promoteurs se seront conformés aux dispositions applicables de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Les approbations seront soumises à l'agrément du gouverneur en conseil en ce qui concerne la première partie de chaque plan de mise en valeur. Nous exigerons en outre que :

a. les conditions énoncées à l'annexe O soient satisfaites à l'égard du champ de Niglintgak;
b. les conditions énoncées à l'annexe P soient satisfaites à l'égard du champ de Taglu;
c. les conditions énoncées à l'annexe Q soient satisfaites à l'égard du champ de Parsons Lake.

L'Office a rendu sa décision après avoir tenu compte de la *Réponse définitive du gouvernement du Canada et du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest au rapport de la Commission d'examen conjoint pour le Projet gazier Mackenzie proposé* et des observations des parties au sujet de cette réponse.

K.W. Vollman
Membre présidant l'audience

G. Caron
Membre



D. Hamilton
Membre

décembre 2010

Annexes
Table des matières

A	Liste des questions pour l'audience GH-1-2004	219
B	Exposé et comparutions	220
C	Sommaire des événements	223
D	Réservoirs des champs de développement : caractéristiques et historique d'exploration	226
E	Facteurs de conversion et teneur en énergie	231
F	Autorisation MO-13-2004	232
G	Rapport de M. Harrison soumis en vertu du paragraphe 15(1)	234
H	Lettre de l'Office national de l'énergie à la Commission d'examen conjoint au sujet des modifications	235
I	Tableau de concordance	238
J	Réponse de la Commission d'examen conjoint à la consultation pour modifier le processus de l'ONÉ	246
K	Conditions qui s'appliquent au pipeline de la vallée du Mackenzie	248
L	Ordonnance visant les droits et le Tarif du pipeline de la vallée du Mackenzie	265
M	Conditions qui s'appliquent au réseau de collecte Mackenzie	268
N	Ordonnance visant les droits du réseau de collecte Mackenzie	285
O	Conditions qui s'appliquent au plan de mise en valeur de Shell Canada Limitée (Shell) pour le champ de Niglintgak	287
P	Conditions qui s'appliquent au plan de mise en valeur de Pétrolière Impériale Ressources Limitée (Pétrolière Impériale) pour le champ de Taglu	295
Q	Conditions qui s'appliquent au plan de mise en valeur de ConocoPhillips Canada (North) Limited (ConocoPhillips) pour le champ de Parsons Lake	303

Annexe A

Liste des questions pour l'audience GH-1-2004

1. La nécessité du projet proposé.
2. La faisabilité économique du projet proposé.
3. L'incidence potentielle du projet sur le plan commercial.
4. Le caractère approprié des tracés généraux des pipelines proposés.
5. La méthode de réglementation des droits et du tarif du gazoduc du Mackenzie proposé.
6. Le caractère approprié de la conception du projet proposé.
7. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée par l'ONÉ.
8. Le caractère approprié du programme des demandeurs visant la consultation du public et le caractère adéquat de la consultation des Autochtones.
9. La capacité des promoteurs de gérer les risques et les obligations financières se rapportant à la construction, à l'exploitation et la désaffectation des installations du projet proposé.
10. Le caractère approprié des plans de mise en valeur des champs de Taglu, Parsons Lake et Niglintgak.
11. Le coût estimatif de la construction du pipeline de la vallée du Mackenzie pour les besoins du paragraphe 5.2(1) du *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*.
12. Pour les besoins de la phase 6 du processus de l'ONÉ, les rapports résultant du processus de la Commission d'examen conjoint.
13. Les dispositions appropriées relatives aux droits, à l'accès et au tarif pour le réseau de collecte du Mackenzie et les méthodes de résolution de conflits occasionnés par ces questions.

Annexe B
Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi)* et à ses règlements d'application;

PAR SUITE d'une demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie le 7 octobre 2004 dans le dossier PA-IOR 2004-001 par Imperial Oil Resources Ventures Limited (IORVL) en son nom et en ceux de Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership (APG), ConocoPhillips Canada (North) Limited (Conoco Phillips), Shell Canada Limitée (Shell) et ExxonMobil Canada Properties (ExxonMobil), afin d'obtenir un certificat d'utilité publique en vertu des parties III et IV de la *Loi ;*

PAR SUITE d'une demande d'autorisation déposée auprès de l'Office national de l'énergie le 7 octobre 2004 dans le dossier FacPipe IRL MGS-04 concernant le réseau de collecte du Mackenzie, aux termes de l'alinéa 5.(1) ***b)*** de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). La demande a été déposée par Imperial en son nom et en ceux de ConocoPhillips, Shell et ExxonMobil;

PAR SUITE d'une demande d'approbation déposée auprès de l'Office national de l'énergie le 7 octobre 2004 par Imperial Oil Resources Limited dans le dossier FieldOp IRL Taglu-07 concernant le plan de mise en valeur du champ de Taglu, aux termes de l'article 5.1 de la LOPC;

PAR SUITE d'une demande d'approbation déposée auprès de l'Office national de l'énergie le 7 octobre 2004 par ConocoPhillips en son nom et en celui d'ExxonMobil dans le dossier FieldOp CPN Parsons-07 concernant le plan de mise en valeur du champ de Parsons Lake, aux termes de l'article 5.1 de la LOPC;

PAR SUITE d'une demande d'approbation déposée auprès de l'Office national de l'énergie le 20 octobre 2004 par Shell ans le dossier FieldOp SCI Niglintgak-07 concernant le plan de mise en valeur du champ de Niglintgak, aux termes de l'article 5.1 de la LOPC;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-1-2004 de l'Office national de l'énergie datée du 24 novembre 2004;

ENTENDUES À Inuvik (T.N-O.) les 25, 26, 27, 28, 30 et 31 janvier, et le 1er février 2006; Norman Wells (T.N.-0.) les 24, 25 et 26 avril 2006; Fort Good Hope (T.N.-0.) les 29 et 30 mai 2006; Tulita (T.N.-0.) le 1er juin 2006; Yellowknife (T.N.-0.) le 2 juin, les 24, 25, 26, 27, 28, 29, 31 juillet, et le 1er août 2006; Fort Providence (T.N.-0.) les 25 et 26 septembre 2006; High Level (Alberta) le 27 septembre 2006; Hay River (T.N.-0.) les 29 et 30 septembre 2006; Deline (T.N.-0.) le 2 octobre 2006; Wrigley (T.N.-0.) le 3 octobre 2006; Fort Simpson (T.N.-0.) les 4 et 5 octobre 2006; Inuvik (T.N.-0.) les 22, 23, 24, 25, 27, 28, 29 et 30 novembre, et le 1er décembre 2006; Tuktoyaktuk (T.N.-0.) le 4 décembre 2006; Fort MacPherson (T.N.-0.) le 5 décembre 2006; Tsiigehtchic (T.N.-0.) le 6 décembre 2006; Inuvik (T.N.-0.) les 11, 12, 13 et 14 décembre 2006; Yellowknife (T.N.-0.) les 10 et 11 octobre 2007, le 29 mars, et les 12, 13, 14, 15 et 16 avril 2010; Inuvik (T.N.-O.) les 20, 21 et 22 avril 2010.

DEVANT :

K.W. Vollman	Membre présidant l'audience
G. Caron	Membre
D. Hamilton	Membre

COMPARUTIONS :

Imperial Oil Resources Ventures Limited (IORVL) : D.G. Davies, B. Ho, T. Hughes, W. Shalagan
Témoins : Dr. G. Angevine, B. Bleaney, R. Boivin, K.M. Braaten, D. Brandes, D. Coolidge, B.J. Cunningham, K. Drysdale, R. Falconer, D. Gough, D.G. Harris, C.E. Heuer, K. Johnson, L. Kennedy, J. Kingsbury, B. Kohrs, G.L. Lee, R. Luckasavitch, H. Marreck, A. Martinson, D. Mazurek, K. McShane, J. Oswell, R. Ottenbreit, G. Penrose, Dr. A. Safir, C. Saunders, E. van Beurden, W. Veldman, A. Watson, W. Williams, M.M. Zhang

Pétrolière Impériale Ressources Limitée : D.G. Davies, B.Ho
Témoins : M. Curtin, D. Haeberle, B. Parent, M. Sykes, F. Yurkiw

Shell Canada Limitée : S.H.T. Denstedt, M. Henderson, B. Gilmour, R. Rodier
Témoins : P.M. Davies, P. Johnson, R.K. Johnson, M.A. Read, R.J. Ritchie

ConocoPhillips Canada (North) Limited : S.H.T. Denstedt, G. Teixeira, R. Rodier
Témoins : R. Bleaney, A. Duguid, S. Kennedy, B. Plesuk, G. Prost

Alternatives North : K. O'Reilly

Apache Canada Ltd : A.W. Carpenter, S. Carpenter
Témoins : B. Jackson, B. Kalynchuk

Ayoni Keh Land Corporation : L. D. Rae

France Benoit : F. Benoit

BP Canada Energy Company : B. Wallace

Société pour la nature et les parcs du Canada : K. Brekke

Gouvernement du Canada – Justice Canada : J.M. Shaw, R. Mack
Témoins : C.A. Brumwell, M. Chenier, L. Clayton, W. Fenton, C. Gibson, R. Hurst, F. Lefebvre, C. Leowen, B. MacDonald, P. Szkwarok

Association canadienne des producteurs pétroliers : N. Schultz

Chevron Canada Resources : K.F. Miller
Témoins : R. Maier, M. Morand, K. Nahm, K. Starkey

Conseil des aînés Deh Cho : Grand chef H. Nowegian

Premières Nations Deh Cho : Grand chef S. Gargan, J. Acorn

Dehcho Harvesters Council : Grand chef H. Nowegian

Ecology North : D. Ritchie

EnCana Corporation : R.K. Powell

Environnement Canada : B. Rattan, C.J. Thomas, J.R. Harvey

Fort Simpson Métis Local No. 52 : M. Lafferty

Conseil tribal des Gwich'in : R. Nerysoo

Affaires indiennes et du Nord Canada : S. Duke, R. Graw
Témoins : Dr. A. Baumgard, Dr. C. Burn, T. Kaiser, D. Livingstone, Dr. B. Roggensack, Dr. W. Savigny, E. Yaremko

Inuvialuit Regional Corporation : N. Cournoyea

Première Nation Ka'a'Gee Tu : Chef L. Chicot

Premières Nations Lidlii Kue : Chef J. Antoine

Mackenzie Explorer Group : D.E. Crowther, J. Farrell, R. Neufeld
Témoins : Dr. L. Booth, J. Chipperfield, N. Deyell, M. Drazen, N. Dustan, L. Germiquet, G. Hiltz, R. Maier, K. Milne, M. O'Blenes, R.K. Powell, M. Scott, S. Willis

Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership :
L.E. Smith, Q.C., F. Carmichael

MGM Energy Corp. (anciennement Paramount Resources Ltd.) :
A.S. Hollingworth, N. Dilts, G. Bunio
Témoins : R. DeWolf, W. Rausch

Mosbacher Operating Ltd. : L.L. Manning
Témoins : H. Baird, R.G. Dingwall

North Slave Métis Alliance : S. Grieve

Northern Pipeline Projects Ltd. : D. Anguish

Première Nation Pehdzeh Ki : Chef T. Lannie

Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest :
C.W. Sanderson, Q.C., K. Bergner, C. Ferguson, J. Fulford
Témoins : Hon. B. Bell, R. Priddle, P. Vician

Sahdae Energy Ltd. : D. Evanchuk
Témoins : A. Chung, D. Grabke, R. Lawrence

Bande des Dénés Sambaa K'e : J. Lojek, S. Morgan, P. Redvers

Sierra Club du Canada : P. Falvo, K. Ferguson, S. Hazell
Témoins : E. May, M. McCulloch

Talisman Energy : F.C. Basham

Fonds mondial pour la nature – Canada : P. Falvo, M. Hummel, Dr. R. Powell

Gouvernement du Yukon : J.H. Smellie, R.E. Smith, G.M. Nettleton
Témoins : G. Engbloom, B. Love, K. Osadetz

Office national de l'énergie : P. Enderwick, A. Hudson, D. Saumure

Plaidoiries finales écrites : Première nation Acho Dene Koe, ministère de l'Énergie de l'Alberta Department of Energy, Apache Canada Ltd., Ayoni Keh Land Corporation, Chevron Canada Ltd., North Slave Métis Alliance, Suncor Energy Marketing Inc.

Allocution d'ouverture et exposés oraux : A. Andre, G. Andre, J. Andre, L. André, Chef F. Andrew, J. Antoine, J. Arsenault, L. Azzolini, G. Barbaby, D. Bayha, A. Beaudin, J. Bernard, P. Bhuggins, C. Brown, D. Campbell, S. Carle, B. Clement, D. Codzi, L. Cooke, M. Cox, M. Dubeau, Mayor D. Ehman, A. Elanik, J. Elleze, S. Elleze, M. Ellton, E. Erutse, D. Etchinelle, E. Freeland Ballantyne, Chef C. Furlong, M. Gannon, S. Gargan, D. Gaudet, G. Gibson, R. Gordon, G. Grandjambe, J. Grandjambe, R. Grandjambe, T. Grandjambe, F. Gruben, R. Gruben, L. Jackson, W. Jackson, J. Kakfwi, T. Kakfwi, Chef J. Kay, I. Katz, C. Kochon, G. Kochon, Chef R. Kochon, E. Koe, B. Kotchile, T.-L. Kuptana, J. Lacorn, E. Lamothe, W. Landry, M. Lavigne, P. Lélorey, L. Lennie, Chef T. Lennie, L. Little, I. Manuel, T. Manuel, A. Martel, A. Masuzumi, H. McCauley, R. McCord, G. McMeekin, E. Menicoche, K. Menicoche, L. Menicoche Moses, Mayor M. Mihaly, Elder E. Mitchell, D. Nelner, Chef C. Neyelle, B. Nind, J. Norbert, Chef K. Norwegian, J. Paulson, M. Phelan, F. Pierrot, Chef R. Pierrot, J. Pokiak, B. Ritias, T. Remy-Sawyer, Chef P. Ross, B. Saunders, D.L. Simmons, D. Sipos, D. Sonfrere, J.A. Snowshoe, S. Snowshoe, V. Teddy, M. Teya, J. Thomas, A. Tobac, C. Tobac, Jim Tutcho, John Tutcho, A. Tuninge, D. Vital, J. Vital, Elder A. Williams, A. Yellee, A. Yallee pour D'Arcy Moses

Annexe C
Sommaire des événements

Date	Événement
Juin 2002	Publication du *Plan de coopération – Évaluation des répercussions environnementales et examen réglementaire d'un projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest* (Plan de coopération). Le Plan de coopération établissait un processus conjoint d'évaluation des répercussions environnementales visant à répondre aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* et la Convention définitive des Inuvialuit.
Février 2003	Publication du *Plan de participation du public à l'évaluation des répercussions environnementales et à l'examen réglementaire d'un projet de gazoduc dans le Nord traversant les Territoires du Nord-Ouest* (Plan de coopération). Ce document avait pour but de renseigner le public sur les occasions de participation à l'évaluation des répercussions environnementales et à l'examen réglementaire d'un projet de gazoduc éventuel devant traverser les Territoires du Nord-Ouest.
18 juin 2003	Dépôt d'une trousse d'information préliminaire auprès de l'Office national de l'énergie par les promoteurs du projet gazier Mackenzie
17 juillet 2003	Le Projet gazier Mackenzie est renvoyé au ministre de l'Environnement en vue de la constitution d'une commission d'examen aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
21 juillet 2003	Dépôt auprès de l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie d'une demande de délivrance d'un permis de type A (utiilsation des terres) et d'un permis de type B (eaux) eaux relativement au projet d'aménagement à Camsell Bend. Cette demande a déclenché le processus d'examen environnemental.
21 août 2003	Renvoi du projet gazier Mackenzie à une Commission d'examen conjoint, en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale,* par le ministre de l'Environnement.
Octobre 2003	L'ébauche de mandat relatif à l'évaluation des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie est diffusée pour commentaires par le Secrétariat conjoint de la région désignée des Inuvialuit, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.
Décembre 2003	Un protocole d'entente est signé par l'Office national de l'énergie, l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, l'Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, le Conseil de gestion du gibier, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et le ministère des Affaires indiennes et du Nord Canadien. L'entente a servi à la mise sur pied du Secrétariat du projet de gaz du Nord.
22 avril 2004	Publication de l'entente sur la coordination de l'examen réglementaire du projet gazier Mackenzie, qui énonce les détails de l'évaluation des répercussions environnementales par une commission d'examen conjoint, la coordination des audiences entre les divers organismes de réglementation et la tenue d'un registre public.
Août 2004	Le mandat relatif à l'énoncé des incidences environnementales du projet gazier Mackenzie est diffusé par le Secrétariat conjoint de la région désignée des Inuvialuit, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.
9 août 2004	Mise sur pied de la Commission d'examen conjoint constituée de sept membres.

Date	Événement
16 septembre 2004	La Commission d'examen conjoint diffuse ses règles de procédure pour l'évaluation des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie par une commission d'examen conjoint.
7 octobre 2004	L'énoncé des incidences environnementales est soumis à la Commission d'examen conjoint par les promoteurs.
7 octobre 2004	Les promoteurs présentent toutes demandes visant le projet gazier Mackenzie sauf une à l'Office national de l'énergie.
20 octobre 2004	Shell Canada Limitée soumet sa demande d'approbation du plan de mise en valeur du champ de Niglintgak à l'Office national de l'énergie.
24 novembre 2004	L'Office national de l'énergie délivre l'ordonnance d'audience GH-1-2004 qui contient entre autres le calendrier des événements de l'étape d'examen technique prévue pour l'instance.
Novembre 2004 à janvier 2006	L'Office national de l'énergie, la Commission d'examen conjoint et le Secrétariat du Projet de gaz du Nord tiennent des séances d'information publique dans diverses localités situées à proximité du tracé pipelinier proposé. Entre-temps, l'Office national de l'énergie et la Commission d'examen conjoint mènent des séries de demandes de renseignements dans le cadre de leurs audiences respectives.
23 décembre 2004	L'Office national de l'énergie finalise et délivre sa liste des questions pour l'instance.
13 juillet 2005	Imperial Oil Resources Ventures Limited annonce qu'elle avisera l'Office national de l'énergie à la fin de l'été qu'elle est prête pour une audience publique.
15 septembre 2005	Imperial Oil Resources Ventures Limited annonce qu'elle avisera l'Office national de l'énergie et la Commission d'examen conjoint en novembre 2005 de sa volonté de passer à l'étape de l'audience.
23 novembre 2005	Imperial Oil Resources Ventures Limited annonce qu'elle est disposée à passer à l'étape des audiences publiques.
Décembre 2005	L'Office national de l'énergie tient une conférence de planification pour aider les parties à se préparer à une audience de l'Office national de l'énergie. La conférence a lieu à Inuvik, Yellowknife, Fort Good Hope et Fort Simpson.
20 décembre 2005	Un calendrier d'audiences coordonnées est diffusé pour les audiences de l'Office national de l'énergie et de la Commission d'examen conjoint.
25 janvier 2006 au 14 décembre 2006	Les audiences de l'Office national de l'énergie se déroulent durant 47 jours dans 15 localités, en commençant à Inuvik et se terminant dans cette même ville. Les autres lieux d'audience sont Norman Wells, Fort Good Hope, Tulita, Fort Providence, Yellowknife, High Level, Hay River, Déline, Wrigley, Fort Simpson, Colville Lake, Tuktoyaktuk, Fort McPherson et Tsiigehtchic.
14 février 2006 au 29 novembre 2007	La Commission d'examen conjoint tient ses audiences pendant 117 jours dans 26 localités, en commençant à Inuvik et se terminant dans cette même ville.
7 avril 2006	Le Mackenzie Explorer Group dépose une requête auprès de l'Office national de l'énergie afin d'obtenir une ordonnance qui ferait en sorte qu'une fois le réseau de collecte du Mackenzie et le pipeline de la vallée du Mackenzie mis en service, ces derniers constitueront un seul pipeline qui serait assujetti à la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et qu'Imperial Oil Ventures Limited élabore, dépose et signifie les principes d'établissement des droits et le(s) tarif(s) de ce pipeline unique pour les fins d'approbation en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.
2 juin 2006	Une audience orale sur la requête du Mackenzie Explorer Group a lieu à Yellowknife.
10 juillet 2006	L'Office national de l'énergie, par voie de sa décision 16, rejette la requête du Mackenzie Explorer Group. Le Mackenzie Explorer Group en appelle de la décision de l'Office à la Cour d'appel fédérale en août 2006.
14 décembre 2006	L'Office national de l'énergie termine l'audition des témoignages à Inuvik à la date prévue au départ.

Date	Événement
5 février 2007	L'Office national de l'énergie fait connaître une liste de conditions éventuelles sur laquelle il invite les parties à se prononcer.
12 mars 2007	Imperial Oil Resources Ventures Limited dépose un état des coûts estimatifs du projet et un calendrier d'exécution mis à jour.
30 mars 2007	Imperial Oil Resources Ventures Limited dépose un état à jour des coûts, droits et frais.
15 mai 2007	Imperial Oil Resources Ventures Limited dépose des renseignements complémentaires sur ses mises à jour concernant le projet.
10 et 11 octobre 2007	L'Office national de l'énergie tient une séance d'audience à Yellowknife afin d'examiner des éléments de preuve mis à jour déposés dans le cadre de l'audience de l'Office.
28 et 29 novembre 2007	La Commission d'examen conjoint entend les conclusions finales à Inuvik.
22 avril 2008	Dans l'affaire *Anadarko Canada Corp. c. l'Office national de l'énergie* (2008) CAF 664, la Cour d'appel fédérale rejette l'appel interjeté par le Mackenzie Explorer Group relativement à la decision de l'Office national de l'énergie de rejeter la requête du Mackenzie Explorer Group qui demandait que le réseau de collecte Mackenzie, une fois construit, soit assujetti à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.
7 octobre 2009	L'Office national de l'énergie diffuse des renseignements sur les prochaines étapes de son audience en prévision de la publication du rapport de la Commission d'examen conjoint.
30 décembre 2009	La Commission d'examen conjoint publie son rapport.
30 décembre 2009	M. Rowland J. Harrison, c.r., transmit son rapport conforme au paragraphe 15(1).
6 janvier 2010	L'Office national de l'énergie établit un processus de consultation sur les recommandations de la Commission d'examen conjoint.
28 janvier 2010	Les promoteurs soumettent leurs commentaires sur les recommandations de la Commission d'examen conjoint à l'Office national de l'énergie et aux parties des deux audiences.
11 février 2010	Les parties des deux audiences soumettent leurs commentaires sur les recommandations de la Commission d'examen conjoint à l'Office national de l'énergie, aux promoteurs et aux autres parties.
18 février 2010	Les promoteurs font parvenir leur réplique aux recommandations de la Commission d'examen conjoint à l'Office national de l'énergie et aux parties des deux audiences.
9 mars 2010	L'Office national de l'énergie présente des propositions de modifications à la Commission d'examen conjoint afin d'obtenir une réponse par écrit de sa part.
9 mars 2010	L'Office national de l'énergie publie une liste modifiée des conditions éventuelles afin d'obtenir les commentaires des parties à ce sujet.
15 mars 2010	Des éléments de preuve à jour sur, notamment, la faisabilité économique et le caractère adéquat de la consultation des Autochtones, sont déposés auprès de l'Office national de l'énergie.
29 mars 2010	La Commission d'examen conjoint répond à l'Office national de l'énergie concernant ses propositions de modifications aux recommandations de la Commission d'examen conjoint.
29 mars 2010	L'Office national de l'énergie tient une séance d'audience à Yellowknife pour examiner les mises à jour d'éléments de preuve qui ont été déposées dans le cadre de son audience.
8 avril 2010	Dépôt des plaidoiries finales écrites auprès de l'Office national de l'énergie.
12 au 16 avril 2010	L'Office national de l'énergie entend les plaidoiries finales à Yellowknife.
20 au 22 avril 2010	L'Office national de l'énergie entend les plaidoiries finales à Inuvik. L'audience se termine au bout de 58 jours d'audience dans 15 localités.

Annexe D

Réservoirs des champs de développement : caractéristiques et historique d'exploration

Les réservoirs de Niglintgak et de Taglu sont tous les deux situés dans la formation de Reindeer Sands, formée il y a 60 millions d'années au Tertiaire précoce. Cette roche est considérée comme étant peu évoluée et mal consolidée. Pour cette raison, elle pourrait se compacter et s'effriter, et le sol lentement s'affaisser à mesure que le gaz est extrait. Le réservoir de Parsons Lake se trouve dans la formation de Kamik du Crétacé précoce, constituée il y a 140 millions d'années. La formation de Kamik est plus évoluée que celle de Reindeer Sands et est consolidée. Malgré certaines caractéristiques géologiques semblables d'un champ à l'autre, les réservoirs sont bien différents. Ainsi, dans le champ de Niglintgak, le gaz se trouve à une profondeur relativement faible, soit un kilomètre environ. Or les réservoirs des champs de Taglu et Parsons Lake sont à quelque trois kilomètres de profondeur. Les caractéristiques du gaz sont également différentes selon le réservoir.

Le champ de Parsons Lake est vaste : les attestations de découverte importante 030 et 032 visent en effet 104 sections en tout. L'attestation de découverte importante 019 du champ de Niglintgak et l'attestation 063 du champ Taglu visent 12 et 20 sections respectivement. Les champs de Niglintgak et Parsons Lake devraient produire de l'eau immédiatement après le début de la production de gaz. Imperial ne prévoit pas produire d'eau avant que le champ de Taglu ait produit du gaz pendant environ cinq ans. Le gaz naturel des champs de Taglu et de Parsons Lake est riche en liquides, contrairement à celui du champ de Niglintgak. En outre, le gaz naturel du champ de Parsons Lake contient beaucoup de dioxyde de carbone, soit une teneur de 3 à 5 %, qui pourrait entraîner des problèmes de corrosion. Le gaz des champs de Niglintgak et Taglu contient de faibles quantités de dioxyde de carbone.

Tableau D-1

Caractéristiques des ressources gazières des champs de développement

Paramètre	Champ de Niglintgak	Champ de Taglu	Champ de Parsons Lake
Durée utile du projet (années)	25	30	25
Production journalière initiale de gaz naturel brut, en Mm^3/j (Mpi3/j)	4,3 (150)	12,6 (445)	9,0 (324)
Production journalière initiale de liquides de gaz naturel, en m^3/j (b/j)	6 (40)	1 230 (7 700)	520 (3 271)
Début prévu de la production d'eau	12e année de production	5e année de production	1re année de production
Teneur du gaz (%) en dioxyde de carbone (CO_2)	0,90 %	0,27 %	3 % – gisement nord 5 % – gisement sud
Teneur du gaz (%) en sulfure d'hydrogène (H_2S)	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Profondeur totale prévue des puits de production, en mètres (pieds)	850-2 100 (2 789-6 890)	2 992-3 335 (9 816-10 941)	2 923-2 943 (9 590-9 655)
Pression d'écoulement initiale prévue à la tête du puits, en MPa (lb/po²)	9,65[1] (1 400)	17,80 (2 580)	23,00[2] (3 336)
Attestation(s) de découverte importante	SDL-019	SDL-063	SDL-030, SDL-032
Sections de terrain	12 sections	20 sections	104 sections

[1] Estimation pour tous les puits, sauf celui des sables profonds L, M et N, dont la pression est estimée à 15,45 MPa (2 241 lb/po²).

[2] Estimation pour le gisement Nord. L'estimation pour le gisement Sud est de19,00 MPa (2 756 lb/po²).

Suit une brève description de l'historique d'exploration et de la démarche de production gazière adoptée pour chacun des champs. Les sociétés pétrolières et gazières se livrent à des activités d'exploration dans le Nord canadien depuis les années 1950. Malgré l'attrait des riches gisements d'hydrocarbures de l'Arctique, explorer cette région et découvrir ces hydrocarbures dans un environnement aussi hostile n'a pas été facile.

Niglintgak

Shell a obtenu des concessions dans le delta du Mackenzie pour la première fois en 1958. L'historique de l'exploration du champ de Niglintgak est présenté au tableau D-2.

Tableau D-2

Historique de l'exploration du champ de Niglintgak

Année	Activité
Années 60 et 70	Levés sismiques 2D
1973	Forage du puits de découverte H-30
1974 – 1977	Forage de quatre autres puits d'exploration et de délimitation
1988	Délivrance de l'attestation de découverte importante SDL-019
1988-1989	Levé sismique 3D
2000	Déclaration de découverte exploitable

Le modèle de simulation du réservoir est fondé sur les données tirées des levés sismiques et des résultats des puits d'exploration. Les résultats du modèle associé à l'attestation de découverte importante 019, qui vise la plus grande partie du champ de Niglintgak, figurent au tableau D-3.

Shell, l'exploitant du champ de Niglintgak, a divisé la formation de Reindeer Sands en 26 unités, ou couches, soit les sables A à Z. D'autres couches ne recèlent aucun gaz ou n'en contiennent pas en quantités commercialement exploitables suffisantes. Des 26 unités désignées, Shell prévoit produire, c'est-à-dire extraire, du gaz des sables A, D à G et L à N. De plus, le modèle fait ressortir la séparation du réservoir en plusieurs compartiments à la suite de failles.

Le saviez-vous?

Découverte exploitable, découverte importante et attestation de découverte importante

Une découverte exploitable s'entend d'une découverte de réserves d'hydrocarbures suffisantes pour justifier les investissements et les travaux nécessaires à leur mise en production (Loi fédérale sur les hydrocarbures).

La licence de production, dans la mesure où une découverte exploitable est en vigueur, confère des droits pétroliers et gaziers sur toutes les parties d'un périmètre de découverte exploitable qui sont assujetties à un permis de prospection et/ou une attestation de découverte importante accordé par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien sur demande d'un titulaire du permis de prospection et/ou de l'attestation de découverte importante.

Une découverte importante est une découverte faite par le premier puits qui, pénétrant une structure géologique particulière, y met en évidence, d'après des essais d'écoulement, l'existence d'hydrocarbures et révèle, compte tenu de facteurs géologiques et techniques, l'existence d'une accumulation de ces matières offrant des possibilités de production régulière (Loi fédérale sur les hydrocarbures).

L'attestation de découverte importante, dans la mesure où une déclaration de découverte importante est en vigueur, confère des droits pétroliers et gaziers sur toutes les parties d'un périmètre de découverte importante qui sont assujetties à un permis de prospection accordé par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien sur demande d'un titulaire du permis de prospection.

Tableau D-3

Résultats du modèle de simulation du réservoir associé à l'attestation de découverte importante SDL-019

Paramètre	Unité	
Gaz initial en place	34 Gm^3	(1,2 Tpi^3)
Gaz récupérable	27 Gm^3	(0,95 Tpi^3)
Liquides de gaz naturel récupérables	40 000 m^3	(250 000 b)
Taux de production initial de gaz brut	4,3 Mm^3/j	(150 Mpi^3/j)

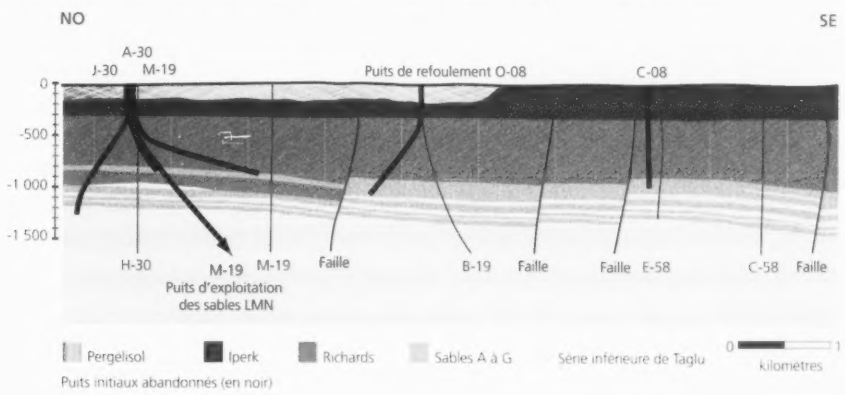
En tenant compte de cette compartimentation, Shell a conclu que six puits producteurs permettraient d'exploiter le réservoir de manière efficiente. La profondeur de ces puits, forés à partir de trois plateformes, varierait de 850 à 2 100 m et leur longueur, parce qu'ils seraient forés à l'horizontale, se situerait entre 1 050 et 2 550 m. L'emplacement des puits ainsi que la vue en plan et une coupe transversale d'une plateforme sont présentés aux figures 4-5 et D-1.

Quatre puits serviraient à l'exploitation des sables A, un des sables D à G et le dernier des sables Là N. Les diverses unités sont généralement exploitées indépendamment les unes des autres. Il est parfois plus efficace cependant de mélanger le gaz provenant de plusieurs unités au moment de l'extraction. Shell prévoit soumettre une demande visant le mélange de la production des sables D à G et des sables L à N, en s'appuyant sur un meilleur débit des puits, l'amélioration de la récupération et des facteurs économiques. Les quatre puits forés dans les sables A et celui foré dans les sables D à G devraient produire un gaz non corrosif comprenant peu ou point de liquides de gaz naturel. Le puits foré dans les sables L à N produirait du gaz plus riche. Shell estime que le gaz est généralement pauvre, qu'il est constitué de méthane dans une proportion de 98 % et que la portion riche en liquides représente moins de 5 % du débit total.

Les emplacements de ces six puits initiaux ont été choisis par Shell pour que la récupération du gaz soit optimale et la production d'eau soit minimale. Toutefois, lorsqu'un puits commence à produire, l'exploitant obtient de nouvelles données sur le réservoir provenant des essais d'écoulement et des analyses. Ces renseignements servent à déterminer

Figure D-1

Coupe transversale (NO-SE) du réservoir Niglintgak et emplacements proposés des puits initiaux



Le saviez-vous?

Définitions

Le condensat est un mélange d'hydrocarbures liquides qui peuvent être séparés du gaz naturel.

Les liquides de gaz naturel forment un mélange d'hydrocarbures liquides qui peuvent être extraits du gaz naturel.

Le gaz riche (ou gaz humide) contient des quantités considérables de condensat ou de liquides de gaz naturel.

Le gaz pauvre (ou gaz sec) contient peu ou point de condensat ou de liquides de gaz naturel.

s'il y a formation de failles ou compartimentation additionnelles et si des puits conditionnels pourraient être nécessaires. Ce programme de surveillance aiderait à faire en sorte que l'exploitation du champ de Niglintgak se déroule de manière efficace et que la récupération et la production du gaz soient optimales.

Tous les puits d'exploration et de délimitation initiaux du champ de Niglintgak ont été abandonnés en 1996.

Taglu

Le gaz naturel du champ de Taglu se trouve dans trois couches de sable – unités A, B et C – de la formation de Reindeer du Tertiaire. Les couches de sable A, C supérieure et C inférieure contiendraient 95 % du gaz en place original.

L'historique de l'exploration du champ de Taglu est présenté au tableau D-4.

Tableau D-4

Historique de l'exploration du champ de Taglu

Année	Activité
1969	Début des levés sismiques 2D
1971	Forage du puits de découverte G-33
1971 – 1985	Forage de sept autres puits d'exploration et de délimitation
1987	Délivrance de l'attestation de découverte importante SDL-063
1987 – 1988	Levé sismique 3D
2004	Déclaration de découverte exploitable

Imperial a utilisé un modèle informatisé pour estimer les quantités de gaz, de liquides de gaz naturel et d'eau que les puits qu'elle propose produiraient. Les résultats sont indiqués au tableau D-5.

Tableau D-5

Résultats du modèle de simulation du réservoir de Taglu

Paramètre	Unité	
Gaz initial en place	109 Gm^3	(3,8 Tpi^3)
Gaz récupérable	81 Gm^3	(2,8 Tpi^3)
Liquide de gaz naturel récupérables	4,85 Mm^3	(30 Mb)
Taux de production initial de gaz brut	12,6 Mm^3/j	(445 Mpi^3/j)

D'après les résultats de cette modélisation, le champ de Taglu comporte des failles mineures et sa taille est trop faible pour pouvoir compartimenter le réservoir. Imperial ne prévoit donc pas segmenter le champ de Taglu et, par conséquent, elle propose de mettre en exploitation de dix à quinze puits de production à partir d'une seule plateforme située près du centre du réservoir. Imperial a présenté onze emplacements de puits éventuels. Quatre puits serviraient à l'exploitation des sables A, quatre des sables B2, de la couche C supérieure, de la couche C inférieure et des sables LC2, et trois des sables A et C. La profondeur de ces puits irait de 2 992 à 3 335 mètres. Imperial a souligné que faute de mélange, la récupération du gaz serait plus faible, la production décroîtrait et il s'ensuivrait des incidences économiques négatives. Imperial prévoit surveiller les puits producteurs pour confirmer l'exactitude du modèle de réservoir actuel. Si des failles devaient compartimenter le réservoir, des puits conditionnels seraient forés. Les puits d'exploration et de délimitation initiaux du champ de Taglu ont été abandonnés.

Parsons Lake

L'historique de l'exploration du champ de Parsons Lake est présenté au tableau D-6.

Tableau D-6

Historique de l'exploration du champ de Parsons Lake

Année	Activité
Années 50, 60 et 70	Levés sismiques 2D
1972	Forage du puits de découverte
F-09	Drilling of 17 additional exploratory and delineation wells
1973 – 1977	Forage de 17 autres puits d'exploration et de délimitation
1988	Délivrance des attestations de découverte importante SDL-030 et SDL-032
2002	Levé sismique 3D
2004	Déclaration de découverte exploitable

À l'heure actuelle, ConocoPhillips croit que le champ de Parsons Lake contient deux principaux gisements de gaz naturel. Le plus grand, au nord, renferme environ 85 % du gaz du réservoir et il se trouve en partie sous le lac Parsons et en partie au nord-est du lac. L'autre gisement est au sud-ouest du lac Parsons. Le principal intervalle gazifère des deux gisements est la formation de Kamik du Crétacée inférieur. ConocoPhillips prévoit exploiter les sables A, A1, B et C de Kamik. Les couches A1, B et C contiennent chacune à peu près le tiers du gaz initialement en place dans le champ de Parsons Lake. Le tableau D-7 présente les résultats de la simulation du réservoir.

Tableau D-7

Résultats du modèle de simulation du réservoir de Parsons Lake

Paramètre	Unité	
Gaz initial en place	97,7 Gm^3	(3,45 Tpi^3)
Gaz récupérable	64 Gm^3	(2,3 Tpi^3)
Liquides de gaz naturel récupérables	3 Mm^3	(18,7 Mb)
Taux de production initial du champ gazier	9 Mm^3/j	(324 Mpi^3/j)

ConocoPhillips prévoit forer en deux étapes dans ce champ. À la première étape, neuf puits de production et deux puits de refoulement seraient forés à partir de la plateforme nord, avec possibilité de dix puits de production conditionnels. La deuxième étape commencerait quelques années plus tard; trois puits de production seraient forés à partir de la plateforme sud, avec possibilité de quatre puits de production conditionnels. Si les résultats de forage et des activités d'exploration supplémentaires révèlent que d'autres installations à la surface sont nécessaires, ConocoPhillips propose de mettre en place trois plateformes satellites conditionnelles pouvant accueillir chacune trois puits dont la profondeur serait d'environ 3 000 mètres.

D'après le modèle de réservoir établi par ConocoPhillips[1], le champ de Parsons Lake se divise en 42 compartiments causés par de multiples failles et couches de sable. D'après les estimations, le gaz en place original se trouvant dans les 19 compartiments renfermant du gaz atteint entre 0,9 et 16,4 Gm^3 (32 et 580 Gpi^3). Comme les autres exploitants, ConocoPhillips propose de mélanger la production des sables à faible perméabilité de la formation de Kamik afin d'épuiser ces compartiments de manière économique et efficace. Pour cela, trois puits seraient affectés aux sables A, A1 et B, et trois puits seraient affectés aux sables A1 et B à partir de la plateforme nord. Deux autres puits sur la plateforme nord seraient forés dans les sables C seulement et un autre serait foré dans les sables A1 seulement. Deux puits sont prévus pour le mélange de la production des sables A1 et B dans le gisement sud. Le troisième puits de la plateforme sud viserait initialement les sables C et serait remis en production plus tard pour l'exploitation des sables B. Selon ConocoPhillips, mélanger la production est plus économique et prolonge la durée de production. Plus économique parce qu'il faut moins de puits, une plus petite surface d'exploitation et moins de programmes de remise en production et d'arrêts de production que ces programmes sous-entendent. Le mélange permet la récupération à même des compartiments contenant de plus faibles réserves et des couches plus comprimées et donc plus minces. De plus, ConocoPhillips estime que les écarts de pression dans les sables dont la production serait mélangée sont inférieurs à 0,30 MPa (43 lb/po^2).

ConocoPhillips a souligné que l'incertitude des données géologiques, géophysiques et d'études de réservoir fait en sorte que l'emplacement des puits forés après la mise en marche dépend des résultats de production et de forage. Malgré la quantité considérable de renseignements sur le champ dont on dispose, il est nécessaire d'obtenir des données de production sur une bonne partie des caractéristiques géologiques modélisées. Comme Shell et Imperial, ConocoPhillips prévoit surveiller la production et évaluer le besoin en puits conditionnels.

Étant donné que tous les puits initiaux ont été abandonnés, il faudra forer de nouveaux puits pour exploiter le champ de Parsons Lake.

[1] ConocoPhillips a proposé que le puits B-19 vise initialement les sables C pour être ensuite remis en production pour les sables A1 et B mélangés.

Annexe E

Facteurs de conversion et teneur en énergie

Abréviations

Préfixe		Équivalent
k	kilo	10^3
M	méga	10^6
G	giga	10^9
T	tera	10^{12}
P	peta	10^{15}
E	exa	10^{18}

Table de conversion du SI au système impérial

Unité		Équivalent
m	mètre	3,2808 pieds
km	kilomètre	0,621 mille
m^3	mètre cube	6,292 barils (pétrole ou LGN)
		35,301 pieds cubes (gaz)
MPa	mégapascal	145,037 lb/po^2
GJ	gigajoule	0,95 million de BTU
ha	hectare	2,47 acres

Teneur en énergie

	Source d'énergie	Teneur en énergie
Électricité		
MWh	mégawattheure	3,6 GJ
GWh	gigawattheure	3 600 GJ
TWh	térawattheure	3,6 PJ
Gaz naturel		
MBTU	million de BTU	1,05 GJ
kpi^3	millier de pieds cubes	1,05 GJ
Mpi^3	million de pieds cubes	1,05 TJ
Gpi^3	milliard de pieds cubes	1,05 PJ
Tpi^3	billion de pieds cubes	1,05 EJ
Liquides de gaz naturel		
m^3	Éthane	18,36 GJ
m^3	Propane	25,53 GJ
m^3	Butanes	28,62 GJ

Annexe F
Autorisation MO-13-2004

RELATIVEMENT AU paragraphe 15(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie;*

RELATIVEMENT À une autorisation accordée à un membre de l'Office national de l'énergie de faire rapport et de présenter des recommandations à l'Office national de l'énergie sur des questions liés à la demande concernant le projet gazier Mackenzie.

DEVANT l'Office, le 15 octobre 2004.

A. Contexte

Imperial Oil Resources Ventures Limited, l'Aboriginal Pipeline Group, ConocoPhillips Canada (North) Limited, ExxonMobil Canada Properties et Shell Canada Limitée (promoteurs) ont déposé ou déposeront auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office) une demande de certificat en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) concernant le pipeline de gaz naturel, une demande d'approbation en vertu de l'article 5.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) concernant les installations de production aux champs de gaz naturel de Taglu, Parsons Lake et Niglintgak et des demandes d'autorisation en vertu de l'alinéa 5(1)b) de la LOPC concernant le réseau de collecte du Mackenzie, appelées collectivement le projet gazier Mackenzie (PGM).

L'Office désignera un comité d'audience de l'ONÉ pour étudier la demande relative au PGM conformément à la Loi sur l'ONÉ.

Une Commission d'examen conjoint (CEC) composée de sept membres a été établie dans le cadre d'une entente entre l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, les Inuvialuit, représentés par le Conseil inuvialuit de gestion du gibier, et le ministre de l'Environnement, en vue de réaliser un examen des répercussions environnementales du PGM répondant aux exigences de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, de la Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie et de la Convention définitive des Inuvialuit.

Un membre de l'Office, M. Rowland Harrison, a été nommé membre de la CEC.

L'Office souhaite autoriser M. Harrison, en vertu du paragraphe 15(1) de la Loi sur l'ONÉ, à faire rapport et à formuler des recommandations sur certains aspects de la demande.

B. Autorisation

Conformément aux dispositions du paragraphe 15(1) de la Loi sur l'ONÉ, l'Office autorise par la présente M. Harrison à faire rapport et à formuler des recommandations au comité d'audience de l'ONÉ sur les questions indiquée dans la section C ci-dessous; le comité pourra se servir de ces renseignements pour étudier le PGM.

M. Harrison est investi des pouvoirs de l'Office en matière de recueil de témoignages ou d'obtention de renseignements nécessaires pour l'établissement du rapport et des recommandations sur la demande relative au PGM.

La présente autorisation permet à M. Harrison d'utiliser le processus de la Commission d'examen conjoint pour compiler la preuve et les renseignements dont il a besoin pour établir son rapport et présenter ses recommandations au comité d'audience de l'ONÉ. M. Harrison étudiera les questions indiquées dans le Cadre de référence pour l'étude des effets environnementaux du PGM daté d'août 2004 et tout autre élément visé par la section C dans le cadre duquel des renseignements ou une preuve sont présentés à la Commission d'examen conjoint.

En application de la présente autorisation, M. Harrison étudiera l'ensemble de la preuve et des documents présentés à la Commission d'examen conjoint, ou obtenu par cette dernière, concernant les questions indiquées dans la section C ci-dessous pour préparer et présenter son rapport et ses recommandations au comité d'audience de l'ONÉ.

C. Questions visées par le rapport et les recommandations

En ce qui concerne les installations décrites à l'appendice 1 de l'Annexe : Description du projet (l'Annexe est jointe à l'Entente concernant l'examen des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie exécutée du 27 juillet au 3 août 2004), le rapport et les recommandations de M. Harrison porteront sur la protection du bien-être social, culturel et économique des habitants et des collectivités et prendront en compte des facteurs énoncés à l'appendice 2 de ladite Annexe : Mandat de la commission d'examen conjoint.

L'Office a approuvé la présente autorisation le 15 octobre 2004.

Office national de l'énergie

Le secrétaire,
Michel L. Mantha

Annexe G

Rapport de M. Rowland J. Harrison soumis en vertu du paragraphe 15(1)

Le 30 décembre 2009

Madame Anne-Marie Erickson
Secrétaire par intérim
Office national de l'énergie
444, 7e Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8

Projet gazier Mackenzie – Ordonnance d'audience GH-1-2004
Ordonnance d'autorisation MO-13-2004 de l'ONÉ

Madame,

La présente renvoie à l'autorisation susmentionnée qui a été donnée par l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) le 15 octobre 2004, conformément aux dispositions du paragraphe 15 (1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (ci-appelée « autorisation de l'ONÉ »).

Le 2 septembre 2004, le ministre fédéral de l'Environnement m'a nommé membre de la Commission d'examen conjoint (CEC) du projet gazier Mackenzie, en vertu de *l'Entente concernant l'examen des répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie* (ECEC), conclue entre l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, le Conseil de gestion du gibier des Inuvialuit et le ministre.

Conformément aux termes de l'autorisation de l'ONÉ et de l'ECEC, j'ai participé entièrement à l'examen par la CEC du projet gazier Mackenzie ainsi qu'à la préparation du rapport intitulé *Pour garantir l'avenir du Nord canadien – Rapport de la Commission conjointe d'examen pour le projet de gaz du Mackenzie* (rapport de la CEC).

Le 30 décembre 2009, le rapport de la CEC a été affiché sur le site du Registre public de la CEC. On peut le consulter au http://www.ngps.nt.ca/registryDetail_f.asp.

Je suis signataire du rapport de la CEC et j'approuve ses conclusions et ses recommandations.

J'adopte le rapport de la CEC comme étant mon rapport à l'Office dans le but de remplir les exigences de l'autorisation de l'ONÉ. En ce qui concerne les recommandations que la CEC a énoncées dans son rapport et adressées à l'ONÉ ainsi que les questions qui relèvent de la compétence de ce dernier, je recommande qu'elles soient soumises à l'examen de l'Office.

Veuillez agréer, Madame, mes salutations distinguées.

Rowland J. Harrison, c.r.

Annexe H

Lettre de l'Office national de l'énergie à la Commission d'examen conjoint au sujet des modifications

Le 9 mars 2010

Monsieur Robert Hornal
Président
Commission d'examen conjoint du projet gazier Mackenzie
a/s du Secrétariat du projet de gaz du Nord
5114, 49e Rue
Yellowknife (T.N.-O.) X1A 1P8

Projet gazier Mackenzie (le PGM) –
Ordonnance d'audience GH-1-2004

Consultation pour modifier le processus relativement aux recommandations énoncées dans le rapport de la Commission d'examen conjoint (la CEC) sur les répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie

Monsieur,

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ) étudie le rapport de la CEC (le rapport) publié le 30 décembre 2009. Conformément à l'article 137 de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* (la LGRVM), la présente a pour objet de consulter la CEC au sujet de la possibilité de modifier des recommandations du rapport adressées à l'ONÉ. L'ONÉ rendra des décisions définitives sur ces questions après l'étape de la plaidoirie finale.

Le 6 janvier 2010, l'ONÉ a établi un processus visant à recueillir les commentaires des intéressés au sujet du rapport et des recommandations de la CEC qui relèvent du mandat de l'ONÉ. Le 28 janvier 2010, l'ONÉ a reçu des commentaires des promoteurs du PGM. Le 11 février 2010, l'ONÉ a reçu des commentaires de parties aux audiences de l'ONÉ et de la CEC.

Le 18 février 2010, l'ONÉ a reçu des répliques de la part des promoteurs[1]. Conformément au paragraphe 137(2) de la LGRVM, l'ONÉ considère les commentaires reçus comme étant de nouveaux renseignements à étudier dont la CEC n'a pas été saisie.

Le tableau de concordance entre les recommandations de la CEC et les conditions proposées par l'ONÉ (annexe 1) indique de quelle façon l'ONÉ propose de prendre en compte chaque recommandation adressée par la CEC à l'ONÉ. Certaines modifications proposées s'appliquent à plus d'une recommandation selon les catégories décrites ci-après.

Précisions sur le résultat final escompté

L'ONÉ élabore chaque condition en tenant compte d'un résultat final escompté (RFE). Le RFE est le but ou résultat particulier que l'ONÉ vise en imposant une condition. Le promoteur est alors en mesure de comprendre les intentions de l'ONÉ et l'ONÉ de vérifier si le promoteur s'est conformé à la condition. L'ONÉ préfère recourir à une démarche axée sur les buts pour décrire le RFE; il a ainsi une image précise des résultats particuliers qui doivent être atteints. Pour sa part, le promoteur dispose de toute la souplesse voulue pour choisir la meilleure façon d'obtenir ces résultats. La vérification de la conformité aux lois, règlements et conditions s'exerce durant tout le cycle de vie du projet, de l'approbation à la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation.

L'ONÉ envisage de modifier certaines des recommandations afin que les conditions qu'il établit prévoient un résultat final escompté énoncé avec précision, soient mesurables aux fins de vérification de la conformité et soient axées sur des buts.

[1] On trouvera les documents relatifs au processus de commentaires dans le site Web de l'Office en cliquant sur cet hyperlien, ou à www.neb-one.gc.ca. Du côté droit de la page, sous « Demandes d'envergure (art. 52) », cliquez sur « Projet gazier Mackenzie », puis sur le titre sous « Documents de réglementation ». Cliquez ensuite sur « 6 - Rapport de la Commission d'examen conjoint, Rapport produit par M. Harrison aux termes de l'art. 15 et Processus de consultation pour modification » et sélectionnez « C - Commentaires à l'intention de l'ONÉ sur les recommandations de la Commission d'examen conjoint ».

Lois et règlements en vigueur

Chaque certificat, autorisation ou approbation accordé par l'ONÉ en application de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) ou de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (la LOPC) doit être conforme aux lois et règlements en vigueur. Un certain nombre de règlements imposent des obligations aux sociétés, soit :

- respecter des normes techniques particulières sur la sécurité, la sûreté et la protection des personnes, de l'environnement et des biens (le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* et les versions les plus récentes des codes de conception, notamment la norme Z662, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* de l'Association canadienne denormalisation, en sont des exemples);
- se conformer aux exigences tarifaires (par exemple, le *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits* et le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs)*;
- concevoir des manuels, programmes et plans pour la gestion de l'exploitation des pipelines, des usines et des aménagements de chantier.

L'ONÉ s'attend à ce qu'il soit tenu compte de ces exigences dans les plans de protection environnementale, les plans de conception et les devis déposés après qu'un projet ait été approuvé.

Les règlements souples et axés sur les buts, comme ceux qui ont été pris aux termes de la Loi sur l'ONÉ ou de la LOPC, permettent l'amélioration et l'adaptation efficaces des exigences réglementaires et des pratiques de l'industrie durant le cycle de vie complet d'une installation.

L'Office accompagne ses règlements axés sur les buts de notes d'orientation qui permettent aux parties intéressées de comprendre les exigences et la manière de s'y conformer. Il vérifie la conformité au moyen de vérifications et d'inspections.

Plusieurs recommandations portent sur le dépôt de renseignements que l'ONÉ obtient en application des lois et règlements en vigueur. En pareils cas, une condition ferait double emploi. En conséquence, l'ONÉ songe à ne pas inclure de conditions correspondant à ces recommandations.

Modification du calendrier de dépôt

L'ONÉ réglemente la sécurité, la sûreté, la protection de l'environnement et les questions économiques pendant toute la durée de vie d'un projet. L'ONÉ songe à réorganiser l'ordre des recommandations pour qu'il témoigne du déroulement normal des activités du projet et, en conséquence, les dates de dépôt des manuels et plans s'y rapportant.

Du ressort d'autres autorités de réglementation

L'ONÉ est d'avis que certaines recommandations tombent sous la compétence d'autres autorités de réglementation. En pareils cas, une condition de l'ONÉ pourrait être contraire à une exigence réglementaire existante ou future. Un tel double emploi est inutile et fait obstacle à un processus de réglementation efficace et efficient. C'est pourquoi l'ONÉ songe à ne pas inclure de conditions correspondant à ces recommandations.

L'ONÉ continuera de collaborer avec les organismes découlant des accords sur des revendications territoriales conclus dans les Territoires du Nord-Ouest lorsque des questions d'intérêt mutuel seront soulevées lors de la mise en vigueur des conditions dont seront assortis les différents permis qui pourraient être délivrés relativement au PGM.

Délégation des pouvoirs

Certaines recommandations de la CEC ne peuvent être mises en œuvre sans qu'un tiers – personne, groupe ou organisme – donne son approbation pour qu'une condition proposée par l'ONÉ soit remplie. Il est important de savoir qui est responsable de résultats spécifiques pour pouvoir surveiller la conformité aux conditions. L'ONÉ est mandaté par la loi pour déterminer si le PGM, compte tenu des conditions qui seraient imposées, est conforme à l'intérêt public. Il est plus difficile de déterminer qui est responsable s'il revient à un tiers de confirmer qu'une condition a été remplie. L'approbation par de multiples autorités ne contribue pas à l'atteinte de résultats concrets. En conséquence, l'ONÉ juge qu'il ne convient pas de déléguer ce processus décisionnel à des tiers en exigeant que ces derniers jugent que les conditions imposées ont été remplies.

Toutefois, l'ONÉ favorise au plus haut point la consultation des personnes ou groupes touchés par ses décisions et de ceux qui possèdent des connaissances spécialisées pertinentes. Par conséquent, l'ONÉ étudie une démarche suivant laquelle les promoteurs doivent consulter les parties appropriées et déposer les résultats de leurs consultations auprès de l'ONÉ, plutôt que d'exiger que d'autres parties approuvent les documents que les promoteurs doivent soumettre à l'ONÉ.

Déborde la portée des demandes visant le PGM

Certaines recommandations de la CEC portent sur des installations futures qui n'ont pas encore fait l'objet de demandes auprès de l'ONÉ. Bien que certaines de ces installations devaient faire l'objet de l'examen environnemental de la CEC, elles débordent la portée des demandes sur lesquelles l'ONÉ se penche actuellement. L'ONÉ songe à exclure les conditions se rapportant à des demandes futures de toute décision qu'il doit rendre dans le cadre de l'instance GH-1-2004. L'ONÉ se penchera sur ces recommandations quand de telles demandes lui seront soumises.

Questions opérationnelles

Certaines recommandations de la CEC concernent les opérations de l'ONÉ plutôt que celles des promoteurs du PGM. L'ONÉ prendra ces recommandations en considération s'il approuve le projet et si les promoteurs décident d'aller de l'avant, mais elles ne feront pas l'objet de conditions à remplir en l'espèce.

Conclusion

Si le PGM est approuvé, les recommandations que la CEC a adressées à l'ONÉ, sous réserve de modifications éventuelles énoncées aux présentes, pourraient être incluses sous forme de conditions d'approbation le cas échéant. Vous trouverez ci-joint la liste complète des conditions dont l'ONÉ pourrait assortir l'approbation du PGM (annexe 2).

L'ONÉ passera à l'étape de la plaidoirie finale le 12 avril 2010; il vous aurait gré de lui faire par des commentaires de la CEC, s'il y a lieu, au sujet des modifications proposées, au plus tard le 31 mars 2010.

Veuillez agréer, Monsieur, mes salutations distinguées.

Pour Anne-Marie Erickson,
secrétaire de l'Office par intérim,

[Signature de J. Morales]

Pièces jointes

c. c. Parties à l'audience de la CEC
Parties à l'audience GH-1-2004

Annexe I
Tableau de concordance

N° CEC	Recommandation de la CEC (les termes entre parenthèses sont ceux que l'ONÉ emploie)	Condition de l'ONÉ	
5-1	Engagements des promoteurs	1, N1, T1, P1	Comme l'Office national de l'énergie (l'ONÉ) n'adoptera pas nécessairement toutes les recommandations formulées dans le rapport de la Commission d'examen conjoint (CEC), il propose de supprimer le texte qui suit : « [Sauf] recommandation contraire de la Commission d'examen conjoint du projet gazier Mackenzie (la Commission) ».
5-2	Conditions d'approbation – NGTL	–	Débordent la portée des demandes visant le Projet gazier Mackenzie (PGM) parce qu'elles concernent une ou plusieurs demandes futures.
6-1	Données de référence	37	Question prise en compte dans la condition 37. Modification du calendrier pour exiger que l'information soit soumise plus tôt. Modification afin de préciser le résultat final escompté.
6-2	Plans finaux, évaluations des incidences et plans d'atténuation	3, 6, 7, 14, 38, 39, 41, 42, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 51, 70, N7	Les éléments de cette recommandation sont pris en compte dans les conditions énumérées ou assujettis aux lois et règlements en vigueur [la surveillance des questions d'intégrité et d'environnement, et l'atténuation continue de leurs impacts seraient assujetties en cours d'exploitation aux articles 39, 40 et 48 du Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres (RPT)]. Modification du calendrier pour obliger que l'information soit soumise plus tôt.
6-3	Incidences des changements climatiques	6, 70, 72, N8, T7, P8	Prises en compte dans les conditions énumérées. Modification du calendrier pour permettre que l'information soit soumise plus tôt. Modification afin de préciser le résultat final escompté.
6-4	Plan de construction et d'exploitation – ROIK/île de Fish	3, 38, N11, T10, P10	Prises en compte dans les conditions énumérées. Refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall (ROIK) – du ressort d'autres autorités de réglementation [Environnement Canada] Île Fish – assujetti aux lois et règlements en vigueur [articles 39 et 48 du RPT]. Recommandation prise en compte dans le plan de protection de l'environnement.
6-5	Remplissage et affaissement de la tranchée	44	Pris en compte dans la condition 44.
6-6	Mesures d'atténuation – bulbe de gel et dômes de glace (aufeis)	51	Prises en compte dans la condition 51; cette dernière exige que les promoteurs consultent le ministère des Pêches et des Océans. Modification du calendrier pour permettre la consultation.

N° CEC	Recommandation de la CEC (les termes entre parenthèses sont ceux que l'ONÉ emploie)	Condition de l'ONÉ	
6-7	Mesures d'atténuation – eaux souterraines	48, 49	Prises en compte dans les conditions 48 et 49. À intégrer dans le rapport sur la méthode de conception des pentes exigé dans la condition 48. L'ONÉ possède les connaissances spécialisées pour déterminer si les mesures conviennent.
6-8	Mesures d'atténuation – sédiments	3, 38	La protection contre la sédimentation fait couramment partie des méthodes de conception et de construction en présence de cours d'eau; l'ONÉ s'attendrait à ce qu'elle soit intégrée dans la conception des franchissements de cours d'eau et le plan de protection de l'environnement, tel que l'exigent les conditions 3 et 38. Assujetties aux lois et règlements en vigueur [surveillance de l'emprise du haut des airs après la construction conformément aux exigences de suivi et de surveillance prévues à l'article 39 du RPT].
6-9	Mesures d'atténuation – drainage acide (exhaure de roches acides)	3, 38, 43	Modification du calendrier afin d'obtenir l'information plus tôt. Les conditions 3 et 38 prévoient le besoin d'un plan de prévention de l'exhaure de roches acides. La condition 43 tient compte de l'environnement dans les spécifications des matériaux de rembourrage et remblais de remplacement.
6-10	Affaissement et inondation (subsidence et injection) – Taglu/Niglintgak	N4, T3	Pris en compte dans les conditions N4 et T3. Modification afin de préciser le résultat final escompté.
6-11	Programme de recherche et de surveillance du pergélisol et du terrain	39, 71, 72, N7	Bien que cette recommandation ne s'adresse pas à l'ONÉ, le plan de surveillance des incidences prévu à la recommandation 6-2 (condition 39) de même que les conditions 71 et 72 appuieront tout programme gouvernemental.
6-12	Adoption des conditions proposées de l'ONÉ	9, 10, 37, 39, 43, 45, 46, 47, 48, 49, 51, 66, 70, 71, 72, N4, T3	Prise en compte dans les conditions énumérées. Déborde la portée des demandes visant le PGM dans la mesure où elle concerne une ou plusieurs demandes futures.
7-2	Planification et rapport relatifs aux interventions en cas de déversement	4, N20, T19, P19	Les conditions énumérées prévoient un plan d'intervention en cas d'urgence pour l'étape de construction dont la portée est supérieure à ce qui est recommandé. Assujettis aux lois et règlements en vigueur [les articles 32 à 35 du RPT traitent de l'étape d'exploitation]. Il est nécessaire de produire un plan d'urgence pour répondre aux exigences de l'alinéa 5(1)b) de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada (LOPC).
7-3	Prévention et intervention en cas de déversement – routes	–	Du ressort d'autres autorités de réglementation [Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest].
7-4	Prévention et intervention en cas de Déversement – matières dangereuses	4	Prises en compte dans la condition 4. Assujetties aux lois et règlements en vigueur [le manuel sur la sécurité en matière de construction (article 18 du RPT) prévoit des exigences relatives à la formation et à la manutention]. Les mesures générales du plan de protection de l'environnement exigé pour les travaux de construction traitent des enjeux restants. Pendant l'étape d'exploitation, pour ce qui concerne les matières dangereuses, le programme de protection de l'environnement et les manuels d'exploitation et d'entretien prennent en compte les exigences relatives à la formation, à la manutention et à la surveillance. Il est nécessaire de produire un plan de mesures de sécurité, un plan de protection de l'environnement et un plan d'urgence pour répondre aux exigences de l'alinéa 5(1)b) de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada (LOPC).

N° CEC	Recommandation de la CEC (les termes entre parenthèses sont ceux que l'ONÉ emploie)	Condition de l'ONÉ	
7-5	Prévention et intervention en cas de Déversement – entreposage de carburant en vrac sur la glace et sur l'eau	–	Du ressort d'autres autorités de réglementation [Transports Canada].
7-6	Prévention et intervention en cas de déversement – entreposage de carburant en vrac sur les terres	–	Du ressort d'autres autorités de réglementation [Affaires indiennes et du Nord Canada].
7-7	Plans d'intervention en cas d'urgences environnementale	4, 61, 62, N20, N21, T19, T20, P19, P20	Pris en compte dans les conditions énumérées. Intégrés aux plans d'intervention en cas d'urgence. Modification du calendrier pour permettre que les plans soient déposés plus tôt. Modification afin de préciser le résultat final escompté. Assujettis aux lois et règlements en vigueur [les articles 32 à 35 du RPT traitent de l'étape d'exploitation]. Il est nécessaire de produire un plan de mesures de sécurité, un plan de protection de l'environnement et un plan d'urgence pour répondre aux exigences de l'alinéa 5(1)b) de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada (LOPC).
7-8	Plans d'intervention en cas d'accident et de défaillance – tremblements de terre	4, 61, 62, N20, T19, P19	Pris en compte dans les conditions énumérées. Assujettis aux lois et règlements en vigueur [les accidents et défaillances causés par un séisme seraient pris en compte dans le plan d'intervention en cas d'urgence exigé par l'article 32 du RPT et les conditions 61 et 62].
7-9	Plan de protection civile et d'intervention en matière de transport	4, N20, T19, P19	Pris en compte dans les conditions énumérées. Intégré aux plans d'intervention en cas d'urgence. Modification afin de préciser le résultat final escompté.
7-10	Équipes locales d'intervention en cas de déversement	61	Suivant la condition 61, le promoteur serait tenu d'évaluer le potentiel de formation d'équipes locales chargées d'intervenir en cas de déversement au cours de l'exploitation pipelinière.
7-11	Gestion des déversements – fleuve Mackenzie	–	Cette mesure sera étudiée avec les autres parties à l'Entente sur les déversements Territoires du Nord-Ouest/Nunavut.
8-1	Stratégie régionale de gestion de la qualité de l'air	–	Déborde la portée des demandes visant le PGM parce qu'elle concerne une ou plusieurs demandes futures.
8-2	Procédures définitives en matière de conception, de construction et d'exploitation.	13, N14, N16, T13, T15, P13, P15	Prises en compte dans les conditions énumérées.
8-3	Plan de gestion de la qualité de l'air et des émissions	11, 12, 13, 15, 59, 67, N10, N11, N14, N15, N16, N17, T10, T13, T14, T15, T16, P10, P13, P14, P15, P16	Pris en compte dans les conditions énumérées.

N° CEC	Recommandation de la CEC (les termes entre parenthèses sont ceux que l'ONÉ emploie)	Condition de l'ONÉ	
8-4	Programme de surveillance des incidences sur la qualité de l'air	15, 16, 59, N11, N12, T10, T11, P10, P11	Pris en compte dans les conditions énumérées.
8-5	Plan de gestion des déchets – incinération	12, 16, 59, N11, N12, N15, T10, T11, T14, P10, P11, P14	Pris en compte dans les conditions énumérées. Le programme de protection de l'environnement en cours d'exploitation comprend un plan de gestion des déchets.
8-6	Cibles pour les émissions de gaz à effet de serre	11, 13, 59, N11, N14, N16, T10, T13, T15, P10, P13, P15	Prises en compte dans les conditions énumérées.
8-7	Surveillance des émissions de gaz à effet de serre	59, N11, T10, P10	Prise en compte dans les conditions énumérées.
9-1	Arbres décisionnels sur le poisson et l'habitat du poisson	50, N26, T25, P25	Pris en compte dans les conditions énumérées. Modification du calendrier afin de donner plus de temps au promoteur pour la conception et les consultations. Modification afin de préciser le résultat final escompté. Modification afin de remplacer la délégation de pouvoirs par la consultation.
9-3	Mesure d'atténuation sur le débit	39, 51, 69	Prise en compte dans les conditions énumérées. Assujettie aux lois et règlements en vigueur [articles 39 et 48 du RPT]. Modification afin de remplacer la délégation de pouvoirs par la consultation.
9-4	Plan de compensation de l'habitat du poisson	–	Du ressort d'autres autorités de réglementation [ministère des Pêches et des Océans].
9-6	Inspection et application de la législation sur le poisson et habitat du poisson	–	L'ONÉ collaborerait avec d'autres organismes responsables, selon les besoins, à l'élaboration d'une stratégie d'inspection et d'application.
9-7	Plans de dragage et de débarquement (d'accostage) de barge	–	PGM – Du ressort d'autres autorités de réglementation [Transports Canada, Environnement Canada et ministère des Pêches et des Océans].
		T9	Demandes visant les plans de mise en valeur – prises en compte dans la condition T9 (site d'accostage de barges proposé pour Taglu)
9-8	Plans de dragage – très grands modules	–	Du ressort d'autres autorités de réglementation [Environnement Canada et ministère des Pêches et des Océans].
9-9	Plan d'excavation/de dragage – Niglintgak	N10	Pris en compte dans la condition N10.
9-10	Plan de protection des mammifères marins	–	Du ressort d'autres autorités de réglementation [Transports Canada, Environnement Canada et ministère des Pêches et des Océans].

N° CEC	Recommandation de la CEC (les termes entre parenthèses sont ceux que l'ONÉ emploie)	Condition de l'ONÉ	
10-1	Plans de protection et de gestion de la faune	29, 30, 31, N22, N23, N24, N25, T21, T22, T23, T24, P21, P22, P23, P24	Afin de prendre en compte les recommandations formulées au chapitre 10 du rapport de la CEC, il est justifié d'adopter une démarche systématique pour l'établissement des conditions de manière à favoriser leur mise en vigueur et, ultérieurement, la vérification de la conformité. L'ONÉ songe à imposer une condition qui établirait un cadre de plan de protection et de gestion de la faune fondé sur les recommandations de la CEC; d'autres conditions viseraient des espèces en particulier. Cet ensemble de conditions a pour but de prendre en compte les recommandations de la CEC concernant la protection et la gestion de la faune. Modification du calendrier pour permettre que les données soient déposées plus tôt. Modification afin de préciser le résultat final escompté. Modification afin de remplacer la délégation de pouvoirs par la consultation. Débordent la portée des demandes visant le PGM dans la mesure où ils concernent une ou des demandes futures.
10-2	Râle jaune et crapaud de l'Ouest	34	Compris en tant qu'espèces particulières dans le ou les plans de protection et de gestion de la faune (voir 10-1). Modification afin de remplacer la délégation de pouvoirs par la consultation.
10-4	Évaluation des espèces inscrites	29, N22, T21, P21	Prise en compte dans les conditions énumérées (voir 10-1). Modification afin de préciser le résultat final escompté. Déborde la portée des demandes visant le PGM dans la mesure où elle concerne une ou des demandes futures.
10-6	Projets de mise en valeur et caribou des bois	–	Débordent la portée des demandes visant le PGM parce qu'ils concernent une ou plusieurs demandes futures.
10-7	Procédures opérationnelles de la piste d'atterrissage de Lac Parsons	P21	Prises en compte dans la condition P21. Prises en compte dans le ou les plans de protection et de gestion de la faune (voir 10-1).
10-8	Plan de protection de la harde de caribous de la Porcupine	31, N23, T22, P22	Pris en compte dans les conditions énumérées. Le caribou compris en tant qu'espèce particulière dans le ou les plans de protection et de gestion de la faune (voir 10-1). Modification afin de remplacer la délégation de pouvoirs par la consultation.
10-11	Relevés des tanières du grizzli	32, N27, T26, P26	Pris en compte dans les conditions énumérées. Le grizzli compris en tant qu'espèce particulière dans le ou les plans de protection et de gestion de la faune (voir 10-1).
10-15	Projet de mise en valeur et ours blancs	–	Débordent la portée des demandes visant le PGM parce qu'ils concernent une ou plusieurs demandes futures.
10-16	Plans de protection et de gestion de la faune – espèces inscrites	29, N22, T21, P21	Pris en compte dans les conditions énumérées (voir 10-1). Débordent la portée des demandes visant le PGM dans la mesure où ils concernent une ou des demandes futures.

N° CEC	Recommandation de la CEC (les termes entre parenthèses sont ceux que l'ONÉ emploie)	Condition de l'ONÉ	
10-17	Plan sur le bison des bois	33	Pris en compte dans la condition 33. Le bison des bois compris en tant qu'espèce particulière dans le ou les plans de protection et de gestion de la faune (voir 10-1). Modification afin de remplacer la délégation de pouvoirs par la consultation.
10-18	Relevés du Hibou des marais et du Quiscale rouilleux	35, N24, T23, P23	Pris en compte dans les conditions énumérées. Compris en tant qu'espèce particulière dans le ou les plans de protection et de gestion de la faune (voir 10-1).
10-19	Plan de protection et de gestion du faucon pèlerin	36, N25, T24, P24	Pris en compte dans les conditions énumérées. Le faucon pèlerin compris en tant qu'espèce particulière dans le ou les plans de protection et de gestion de la faune (voir 10-1).
10-20	Plan de protection et de gestion des rapaces	36, N25, T24, P24	Pris en compte dans les conditions énumérées. Les rapaces compris en tant qu'espèce particulière dans le ou les plans de protection et de gestion de la faune (voir 10-1).
10-24	Plan sur les opérations aériennes – Taglu	T21	Pris en compte dans la condition T21. Pris en compte dans le ou les plans de protection et de gestion de la faune (voir 10-1).
10-25	Gestion des liquides de dégivrage	16, N12, T11, P11	Prise en compte dans les conditions énumérées. Prise en compte dans le plan de gestion des déchets (voir 14-3).
10-26	Bruit émis – ROIK	N9, T8	Pris en compte dans les conditions N9 et T8. Il se peut que la directive 038 de l'Alberta Energy Resources Conservation Board sur le niveau de bruit permissible de 40 dBA à 1,5 km soit modifiée pour refléter les « pratiques de gestion exemplaires » et les « meilleures techniques existantes ».
11-8	Approbation de plans communautaires de conservation et d'occupation du sol qui intègrent des seuils socioculturelles et écologiques	–	Déborde la portée des demandes visant le PGM parce qu'elle concerne une ou plusieurs demandes futures.
11-10	Force exécutoire des plans de conservation communautaires dans la région désignée des Inuvialuit	–	Déborde la portée des demandes visant le PGM parce qu'elle concerne une ou plusieurs demandes futures.
11-15	Protection provisoire des terres de la région désignée du Sahtu jugées de grande valeur en termes de conservation ou très importantes du point de vue des traditions et de la culture	–	Déborde la portée des demandes visant le PGM parce qu'elle concerne une ou plusieurs demandes futures.

N° CEC	Recommandation de la CEC (les termes entre parenthèses sont ceux que l'ONÉ emploie)	Condition de l'ONÉ	
11-16	Approbation du plan de mise en valeur des terres du Sahtu	–	Déborde la portée des demandes visant le PGM parce qu'elle concerne une ou plusieurs demandes futures.
11-18	Approbation du plan d'utilisation des terres du Dehcho	–	Déborde la portée des demandes visant le PGM parce qu'elle concerne une ou plusieurs demandes futures.
12-2	Ententes d'indemnisation des exploitants (Alberta) – communication	–	Du ressort d'autres autorités de réglementation [selon les dispositions des divers accords de revendications territoriales].
12-5	Pires des scénarios	–	Débordent la portée des demandes visant le PGM parce qu'ils concernent une ou plusieurs demandes futures.
12-6	Plan de gestion des ressources granulaires	MGS1, MGS75, N1, N5, T1, T5, P1, P6	Pris en compte dans les conditions énumérées.
13-2	Bois marchand	–	Déborde la portée des demandes visant le PGM parce qu'il concerne une ou plusieurs demandes futures.
13-3	Plan de gestion des ressources patrimoniales	MVP75	Pris en compte dans la condition 75 (pipeline de la vallée du Mackenzie). Modification afin de préciser le résultat final escompté.
13-6	Plan de transport et de logistique	21	Pris en compte dans la condition 21. Modification afin de préciser le résultat final escompté.
14-1	Services communautaires/ infrastructure	–	Du ressort d'autres autorités de réglementation [GTNO].
14-2	Plan de gestion des déchets	22	Pris en compte dans la condition 22. Modification afin de préciser le résultat final escompté.
14-3	Plans sur la diversité	16, N12, T11, P11	Pris en compte dans les conditions énumérées.
15-9	Déplacement des employés vers les sites de travail	23, N28, T27, P27	Pris en compte dans les conditions énumérées. Modification afin de préciser le résultat final escompté.
15-10	Baraquements fermés	–	Déborde la portée des demandes visant le PGM parce qu'il concerne une ou plusieurs demandes futures.
16-1	Baraquements existants	24	Pris en compte dans la condition 24.
16-2	Interactions des travailleurs – Fort Good Hope et Tulita	25	Pris en compte dans la condition 25. Modification afin de remplacer la délégation de pouvoirs par la consultation.
16-3	Surveillance du bruit	26	Prises en compte dans la condition 26.

N° CEC	Recommandation de la CEC (les termes entre parenthèses sont ceux que l'ONÉ emploie)	Condition de l'ONÉ	
16-4	Programme de résolution des différends	15, 68, N9, N11, T8, T10, P9, P10	Prise en compte dans les conditions énumérées.
16-23	Extension des principes de désaffectation et de fermeture (de cessation d'exploitation) de l'ONÉ	27, N29, T28, P28	Prise en compte dans les conditions énumérées. Déborde la portée des demandes visant le PGM dans la mesure où il concerne une ou des demandes futures.
17-1	Coordination des autorisations de désaffectation et de fermeture (de cessation d'exploitation)	MGS77, MGS78, MGSTolls4, N5, N6, T5, T6, P6, P7	Prise en compte dans les conditions énumérées. Modification afin de préciser le résultat final escompté.
17-2	Composantes de la gestion adaptative	MGS77, MGS78, MGSTolls4, N5, N6, T5, T6, P6, P7	Prise en compte dans les conditions énumérées. Modification afin de préciser le résultat final escompté. L'ONÉ continuera de participer à l'élaboration d'une démarche coordonnée et efficace avec les organismes du Nord.
18-5	Bureau local de l'ONÉ	–	L'ONÉ souscrit aux principes de gestion adaptative.
18-7	Rapports de l'ONÉ	–	Question de fonctionnement interne sur laquelle l'ONÉ se penchera si les demandes sont approuvées et les promoteurs décident d'aller de l'avant.
18-8	Plan global de gestion de l'environnement	–	L'ONÉ continuera de participer avec les organismes du Nord à l'élaboration d'une démarche coordonnée et efficace relativement aux activités d'inspection et de vérification de la conformité propres au projet. Tous les rapports déposés en conformité avec les conditions seront affichés sur le site Web de l'Office.
18-9	Coordination de la vérification de la conformité	3, 38, 59, N11, T10, P10	Pris en compte dans les conditions énumérées. Assujetti aux lois et règlements en vigueur [RPT et Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada].
18-10	Surveillants locaux	–	L'ONÉ continuera de participer avec les organismes du Nord à l'élaboration d'une démarche coordonnée et efficace relativement aux activités d'inspection et de vérification de la conformité propres au projet.
18-11	Projets de mise en valeur	28, N30, T29, P29	Pris en compte dans les conditions énumérées.
18-21	Mise en valeur à venir	–	Débordent la portée des demandes visant le PGM parce qu'ils concernent une ou plusieurs demandes futures.

Annexe J

Réponse de la Commission d'examen conjoint à la consultation pour modifier le processus de l'ONÉ

Le 29 mars 2010

Madame Anne-Marie Erickson
Secrétaire
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8

Projet gazier Mackenzie (PGM) –
Ordonnance d'audience GH-1-2004

Consultation pour modifier le processus relativement aux recommandations énoncées dans le rapport de la Commission d'examen conjoint sur les répercussions environnementales du projet gazier Mackenzie

Madame,

La Commission d'examen conjoint du projet gazier Mackenzie (la CEC ou la Commission) accuse réception de la lettre de l'Office national de l'énergie (l'ONÉ) datée du 9 mars 2010, laquelle avait pour objet de « consulter la CEC au sujet de la possibilité de modifier certaines recommandations du rapport formulées à l'intention de l'ONÉ » (la lettre de l'ONÉ sur la consultation).

La CEC a pris en considération la lettre de l'ONÉ sur la consultation et présente les commentaires suivants.

La CEC constate tout d'abord que ni le mandat de la Commission ni la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* (la LGRVM) ne donnent d'indications sur le rôle que la Commission doit jouer dans le processus de « consultation pour modifier », lequel, d'après ce que la Commission a pu constater, est propre à la LGRVM. La Commission a passé en revue le bulletin de référence du 5 juin 2005 de l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie mais n'y a trouvé que des renseignements limités sur la voie que la Commission doit suivre.

Faute d'orientation utile, la Commission a conclu que son rôle consiste à présenter des commentaires globaux sur la question de savoir si, d'après la Commission, tout projet de modification à ses recommandations aurait pour effet d'annuler ou de miner ses conclusions d'ensemble sur l'importance probable des répercussions du Projet gazier Mackenzie et de sa contribution à un environnement durable. La Commission est d'avis que son rôle n'est pas de « porter un jugement » sur la rédaction d'avant-projets de mesures qui semblent concerner la mise en œuvre de ses recommandations.

Il semble à la Commission qu'en règle générale, et sous réserve des deux paragraphes qui suivent, les conditions proposées par l'ONÉ ne constituent pas un rejet des recommandations de la Commission adressées à l'ONÉ et que les modifications ont pour but premier de veiller à ce que la mise en œuvre de ces recommandations soit conforme aux protocoles, procédures et exigences opérationnelles de l'ONÉ ainsi qu'à d'autres lois et règlements. Dans les circonstances où les modifications proposées pourraient avoir un effet sur les intérêts d'autres parties (par exemple, lorsque des renseignements doivent être soumis à d'autres réglementeurs), la Commission constate que ces parties ont le loisir de présenter leur point de vue à l'ONÉ.

Le tableau de concordance transmis par l'ONÉ avec sa lettre de consultation fait état de plusieurs cas où une recommandation de la CEC « déborde la portée des demandes visant le Projet gazier Mackenzie (PGM) parce qu'elle concerne une ou plusieurs demandes futures ». La CEC ne considère pas cet énoncé comme étant un rejet par l'ONÉ de la recommandation pertinente. Les recommandations pertinentes de la CEC sont maintenues et la Commission s'attend par conséquent à ce que l'ONÉ les prenne en considération dans le contexte de toute demande future.

Dans plusieurs autres cas, l'ONÉ a souligné dans son tableau de concordance que certaines recommandations de la CEC sont « du ressort d'autres autorités de réglementation ». En pareils cas, l'essentiel des recommandations de la CEC est maintenu et il y a lieu de considérer chacune comme étant adressée à l'autorité de réglementation pertinente.

Selon la Commission, il est entendu que le gouvernement du Canada, suivant l'article 135 de la LGRVM, consultera la Commission s'il propose de soit modifier soit rejeter une ou plusieurs des recommandations de la Commission. La Commission pourrait formuler d'autres commentaires à ce moment-là.

La Commission réaffirme sa conclusion globale selon laquelle « les incidences négatives du PGM et des installations connexes du Nord-Ouest de l'Alberta ne seraient probablement pas significatives, et que le projet et ces installations seraient susceptibles d'apporter une contribution positive au développement durable dans le Nord, **« sous réserve de la pleine mise en œuvre des recommandations de la Commission ».**

Veuillez agréer, Madame, mes salutations distinguées.

Le président de la Commission d'examen conjoint,

[Signature]

Robert Hornal

c. c. Toutes les parties à l'examen des répercussions environnementales mené par la Commission d'examen conjoint du Projet gazier Mackenzie
M. Joe Acorn

Annexe K

Conditions qui s'appliquent au pipeline de la vallée du Mackenzie

À moins d'indication contraire dans la condition, les *activités pré-construction* englobent notamment ce qui suit : le déboisement et le nivellement en prévision de la mise en place de l'infrastructure, la construction et l'exploitation des baraquements, l'aménagement des sites d'emprunt, des routes et des pistes d'atterrissage, le compactage de neige, le transport et le stockage du carburant et des matériaux, et la réalisation des études géotechniques nécessaires à la construction du projet pipelinier. Les activités pré-construction peuvent aussi comprendre le déboisement de l'emprise, sous réserve de l'approbation de l'Office national de l'énergie, mais elles excluent les travaux courants d'arpentage ou la collecte de données.

À moins d'indication contraire dans la condition, les activités relatives à la *pose des canalisations* englobent le dégagement de la végétation à proximité des franchissements de cours d'eau et sur les pentes sensibles au dégel, de même que les travaux de nivellement, le creusement des tranchées et les autres formes de préparation de l'emprise et des sites des stations qui peuvent avoir un impact sur l'environnement, jusqu'à l'étape du nettoyage final et de la remise en état.

À moins d'indication contraire, les *consultations* du promoteur dont il est fait mention dans une condition doivent inclure ce qui suit de la part du promoteur :

a) fournir ou accorder à la partie à consulter,
   i) un avis présenté avec suffisamment de précisions pour permettre à la partie visée d'établir son point de vue sur la question;
   ii) une période d'une durée raisonnable pour établir son point de vue;
   iii) l'occasion de présenter ce point de vue à la partie qui mène la consultation;

b) examiner intégralement et objectivement tout point de vue ainsi présenté.

À moins d'indication contraire dans la condition, *meilleure technique existante* (MTE) s'entend d'une technique de rendement supérieur en matière d'émissions qui est disponible sur le marché à un coût raisonnable au moment où elle est requise pour le projet et qui atteint les buts de prévention de la pollution et d'efficacité énergétique.

À moins d'indication contraire dans la condition, *pratique de gestion exemplaire* (PGE) s'entend d'une pratique ou d'un procédé de protection environnementale à la fois novateur, dynamique et amélioré qui contribue à une mise en valeur responsable sur le plan de l'environnement. Les PGE sont soit des lignes directrices officielles ou des procédés généralement acceptés et reconnus comme étant des pratiques exemplaires par les organismes de réglementation et les associations industrielles.

Conditions qui s'appliquent à la fois au pipeline de la vallée du Mackenzie et au réseau de collecte Mackenzie

Généralités

1. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur doit veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, situées, construites, mises en place et exploitées conformément aux engagements, normes et devis, politiques, procédures, mesures d'atténuation et autres renseignements qui sont mentionnés dans sa demande, dans l'énoncé des incidences environnementales ou dans d'autres dépôts, ou dont il a autrement convenu au cours de l'audience GH-1-2004 et du processus d'examen de la Commission d'examen conjoint.

2. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur doit respecter toutes les dates limites de dépôt et les dates d'achèvement précisées dans les présentes conditions.

Avant le début des activités pré-construction

3. Pour regrouper l'ensemble des procédures concernant la protection de l'environnement, des mesures d'atténuation et des engagements en matière de surveillance qu'il a définis à l'égard des activités pré-construction et les communiquer au personnel de chantier et aux inspecteurs de l'ONÉ, le promoteur doit soumettre un plan de protection de l'environnement (PPE) à l'approbation de l'ONÉ au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction. Le PPE peut se composer de plusieurs plans distincts établis par région ou par zone de projet, si nécessaire.

   Le PPE pré-construction détaillera ce qui suit :

   a) la portée et la zone d'application du PPE;

   b) les procédures et mesures de protection de l'environnement, y compris les critères de décision concernant le moment et l'opportunité de les appliquer, des plans et des dessins propres aux sites, les mesures d'atténuation et la surveillance des activités pré-construction;

   c) un plan de prévention de l'exhaure de roches acidifères comprenant le testage de la roche de carrière débitée et exposée pendant l'aménagement de l'infrastructure, du banc d'emprunt et de la carrière, et des dispositions concernant l'élimination en toute sécurité ou le traitement des matériaux inappropriés, s'il y a lieu;

   d) des renvois aux autres plans et manuels de protection de l'environnement dont le personnel de chantier et les inspecteurs ont besoin;

   e) la preuve que des consultations ont eu lieu avec les autorités réglementaires et les experts gouvernementaux compétents dans la zone d'application du PPE.

4. Pour assurer la sécurité des travailleurs et du public ainsi que la protection de l'environnement unique du Nord au cours des travaux de construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au moins 60 jours avant le début des activités pré-construction, un plan d'intervention en cas d'urgence qui prévoit des services d'évacuation médicale 24 heures sur 24, des mesures d'intervention-incendie et d'intervention en cas de déversement de carburant ou de produits chimiques dangereux, ainsi que des dispositions touchant la sécurité. Le plan d'intervention en cas d'urgence sera établi de concert avec Affaires indiennes et du Nord Canada, la Garde côtière canadienne, Transports Canada, Environnement Canada, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et la Commission Inuvialuit d'administration des terres, selon le cas, et comprendra notamment ce qui suit :

   a) une description de la portée du plan, c'est-à-dire l'infrastructure du projet, la zone géographique et la période couvertes;

   b) les exigences relatives à la formation et à l'orientation des employés de la société et du personnel des entrepreneurs;

   c) un répertoire des produits pétroliers, produits chimiques et autres substances dangereuses qui seront transportés, entreposés et/ou utilisés aux étapes de la pré-construction et de la construction, y compris les fiches signalétiques correspondantes;

   d) une description des installations de stockage et des emplacements des produits et substances répertoriés en c);

   e) une indication des ressources (équipement et personnel) qui doivent exister sur place et/ou être disponibles pour intervenir en situation d'urgence;

   f) des précisions sur les partenaires d'aide mutuelle et l'emplacement des ressources (équipement et personnel) qu'ils pourraient fournir en situation d'urgence;

   g) les procédures d'intervention à suivre en cas de déversements, de rejets, d'incendies, d'urgences médicales et de problèmes de sûreté, y compris le système de signalement et de notification des incidents;

   h) une indication des lieux d'entreposage de l'équipement d'intervention en cas d'incendie ou de déversement et une description des trousses de lutte contre les déversements exigées pour les véhicules;

   i) un répertoire téléphonique des représentants de la société, des entrepreneurs, des organismes gouvernementaux et de la collectivité, qui décrit leurs rôles respectifs et besoins en matière d'information;

   j) les procédures de nettoyage et d'élimination des rebuts produits;

   k) une indication des lieux de rassemblement pour les évacuations d'urgence des baraquements et installations;

   l) l'emplacement des services médicaux d'urgence et une description de leurs capacités;

   m) les exigences concernant un accès 24 heures sur 24 à des services d'évacuation médicale d'urgence;

   n) des cartes montrant l'emplacement de l'emprise et des éléments d'infrastructure, comme les baraquements, les routes d'accès, les aires de stockage d'équipement, les sites d'accostage de barges et les sites d'emprunt, pour faciliter l'aiguillage du personnel de première intervention.

5. Pour assurer la sécurité des travailleurs et du public dans l'environnement unique du Nord, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un manuel de sécurité pendant la construction au moins 60 jours avant le début des activités pré-construction.

6. Pour confirmer que la stabilité du terrain et les effets du changement climatique pendant la durée de vie théorique du projet ont été pris en compte dans la conception des pentes, des franchissements de cours d'eau et des méthodes d'atténuation de géorisques précis, le promoteur doit déposer un rapport, au plus tard six mois avant le début des activités pré-construction, qui comprend :
   a) une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour une série d'endroits représentatifs et des conditions supposant des scénarios de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser dans la vallée du Mackenzie;
   b) une description de la façon dont ces scénarios de température de limite supérieure peuvent influer sur la configuration des précipitations et les régimes d'écoulement dans la vallée du Mackenzie;
   c) une description de la façon dont le promoteur tiendra compte du changement potentiel de la configuration des précipitations dans la conception détaillée des pentes et des franchissements de cours d'eau pour le projet;
   d) les résultats des consultations tenues avec d'autres ministères ou régies compétents.

7. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier des mises à jour des cartes-tracés environnementales, au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction, et lui en soumettre toutes les modifications ultérieures à mesure qu'elles sont apportées.

8. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier un ou plusieurs calendriers de construction détaillés faisant état des principaux travaux à exécuter, au moins 30 jours avant le début des activités pré-construction et de la pose des canalisations, et doit l'aviser par la suite de toutes les modifications apportées aux calendriers, à mesure qu'elles surviennent.

9. Pour démontrer que les routes d'hiver du projet seront construites et exploitées d'une manière sécuritaire et acceptable sur le plan environnemental, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un manuel portant sur la construction, l'exploitation, l'entretien et la fermeture des routes d'hiver du projet, au moins 30 jours avant d'en commencer la construction. Le manuel précisera ce qui suit :
   a) la largeur requise, les exigences de déboisement et de nivellement, la pente maximale, la vitesse admissible, la signalisation et le poids maximal des véhicules;
   b) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour déterminer le moment où la route d'hiver sera prête à servir;
   c) des critères relatifs à l'épaisseur de glace sécuritaire pour la traversée de lacs, de rivières et de ruisseaux, de même que la fréquence d'établissement des profils glaciaires;
   d) les exigences réglementaires locales;
   e) les exigences relatives à l'aménagement et au retrait d'entassements de neige, de ponceaux, d'ouvrages de bachonnage et de ponts temporaires;
   f) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour la fermeture des routes.

10. Pour démontrer que le pipeline et les routes d'hiver du projet seront construits et exploités d'une manière sécuritaire et acceptable sur le plan environnemental, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction, une copie de tous les permis et de toutes les autorisations et lettres d'avis applicables émanant de ministères fédéraux, du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ou d'organismes de réglementation locaux, dont il est fait mention dans un PPE ou dans le manuel portant sur les routes d'hiver.

11. Le promoteur doit évaluer les technologies et les pratiques existantes propres à réduire les émissions de matières particulaires (MP) et de précurseurs de MP et d'ozone produites par les installations et les activités de construction, ainsi qu'adopter les PGE et MTE afin de réduire autant que possible les émissions de MP et de précurseurs de MP et d'ozone. Au moins six mois avant la construction des stations de compression et des stations de chauffage associées à l'installation de la région d'Inuvik, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont il les mettra en œuvre.

12. Le promoteur doit évaluer et mettre en œuvre les technologies et les pratiques existantes afin de réduire dans la mesure du possible les émissions de mercure, de dioxines et de furannes provenant des incinérateurs exploités dans les baraquements et les stations. Au moins

60 jours avant de mettre en service les baraquements et les stations, il doit présenter à l'ONÉ un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont il entend les mettre en œuvre.

13. Au moins 60 jours avant d'entamer la construction des stations, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un rapport exposant ce qui suit :
    a) la conception et les mesures d'exploitation précises qu'il a adoptées ou mettra en œuvre pour réduire au minimum les fuites et l'évacuation de méthane pendant l'exploitation du réseau, compte tenu des PGE mises au point par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), Environnement Canada, le Canadian Energy Partnerships for Environmental Innovation et l'Association canadienne du gaz;
    b) la façon dont le promoteur a tenu compte de l'énergie de la chaleur résiduelle dans la conception de l'installation de la région d'Inuvik afin de réduire au minimum la consommation de gaz naturel comme combustible;
    c) le recours à des MTE dans la description des motocompresseurs utilisés pour le projet, notamment la taille, l'efficience et la conformité aux exigences de la Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes (1992) publiée par le Conseil canadien des ministres de l'environnement;
    d) les résultats des consultations tenues avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.
14. Pour démontrer que la conception a été vérifiée expérimentalement et que les entrées et les sorties des calculs de conception sont clairement définies pour les parcours terrestres, les pentes et les franchissements de cours d'eau, le promoteur doit présenter les renseignements suivants à l'ONÉ au moins six mois avant le début de la fabrication des tubes :
    a) une analyse des contraintes et des déformations, y compris toutes les données d'entrée et de sortie, les hypothèses, les méthodes et un schéma du procédé de calcul;
    b) une description détaillée et les résultats de tous les essais de vérification effectués à l'appui de l'analyse des contraintes et des déformations;
    c) une explication des écarts et des incertitudes, et le rapprochement des différences éventuelles pour ce qui concerne :
        i) les données d'entrée et de sortie de l'analyse des contraintes et des déformations;
        ii) les résultats des essais de vérification;
        iii) les spécifications définitives des propriétés des matériaux;
        iv) les charges, contraintes et déformations que les canalisations peuvent subir pendant le transport, la construction et l'exploitation;
    d) une description des processus de mise en œuvre des changements si les renseignements sur la conception et les spécifications des matériaux soumis à l'ONÉ en application des conditions 14 et 18 diffèrent de la conception détaillée et des propriétés réelles des matériaux.
15. Au moins 30 jours avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ un programme de contrôle de la qualité de l'air, mis au point de concert avec Environnement Canada, Santé Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, qui entrera en vigueur immédiatement avant le début de la construction et se poursuivra tout au long de celle-ci. Le programme détaillera ce qui suit :
    a) les conditions de base pré-construction;
    b) les emplacements des points de contrôle, indiqués sur une carte ou un schéma, leur justification et le calendrier d'installation;
    c) les méthodes de contrôle des constituants (MP, O_3, NO_2 et bruit) et le calendrier connexe;
    d) des précisions sur l'enregistrement, le traitement et la déclaration des données;
    e) les processus pour communiquer avec le public et répondre aux plaintes;
    f) des précisions sur les mesures complémentaires qui seraient adoptées suite aux contrôles effectués ou en raison de préoccupations continues, de même que les critères ou les seuils qui déclencheraient ces mesures.

    Le promoteur fournira un plan de permanence détaillant les mesures qui seraient maintenues à l'étape de l'exploitation suite aux contrôles effectués ou en raison de préoccupations continues, ainsi que les critères ou les seuils servant à déterminer à quel moment ces mesures ne seraient plus nécessaires.
16. Pour garantir que l'emprise, les baraquements et l'infrastructure de soutien soient entretenus, exploités puis laissés dans un état acceptable sur le plan environnemental après la construction du projet, le promoteur doit soumettre un plan de gestion des déchets à l'approbation de l'ONÉ, 90 jours avant le début des activités pré-construction. Le plan sera dressé de concert avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, Affaires indiennes et du Nord Canada et Environnement Canada. Il tiendra compte de tous les types

de rebuts associés à la construction du projet et visera à réduire au minimum les effets sur l'environnement ainsi qu'à garantir la sécurité des travailleurs et du public. Le plan traitera de la qualité de l'air, de la terre et de l'eau, des mesures à prendre pour éviter que les déchets attirent les animaux ainsi que de la prévention de feux non maîtrisés. La portée du plan doit englober :

a) l'élimination ou le traitement des matières dangereuses ou potentiellement dangereuses, ce qui comprend les produits pétroliers, les produits chimiques toxiques ou persistants, les déchets huileux, les liquides de dégivrage et les barils de carburant;

b) la gestion des déchets solides, y compris les métaux, les plastiques, les matières recyclables, la cendre des incinérateurs, l'équipement et les pièces de rechange, les accumulateurs, les matériaux de construction et les débris de construction;

c) la gestion des résidus de cuisine;

d) la gestion de la terre, de la neige et de la glace contaminées à la suite de déversements et d'opérations de dégivrage;

e) le traitement et l'élimination des eaux résiduaires (y compris les eaux usées domestiques et eaux grises);

f) le contrôle des émissions produites par les incinérateurs.

Le plan abordera les sujets suivants :

i) la sélection de technologies d'évaporation et d'incinération, et la justification des choix;

ii) la formation requise par les opérateurs;

iii) les exigences relatives à la séparation des déchets;

iv) le stockage provisoire des déchets;

v) le traitement des déchets;

vi) les méthodes d'évaluation des flux de déchets que l'on propose de rejeter dans l'environnement (p. ex. dans l'eau et l'atmosphère);

vii) la méthode d'élimination des flux de déchets que l'on propose de rejeter dans l'environnement;

viii) les installations et lieux définitifs d'élimination hors site, y compris la preuve que les installations en question ont été approuvées et sont conformes à la réglementation.

17. Pour atténuer le risque que la présence d'une zone localisée de faible ténacité à la rupture dans un joint soudé ou la zone adjacente n'ait des conséquences néfastes lorsque le pipeline subit les déformations prévues à de faibles températures d'exploitation, le promoteur doit :

a) déterminer la valeur minimale admissible de résistance à la propagation de l'ouverture à la pointe de la fissure (crack tip opening displacement, CTOD) pour le métal d'apport et la zone affectée par le chauffage dans les soudures circonférentielles, hélicoïdales (si possible) et longitudinales réalisées en usine, pour la température d'installation la plus basse et la déformation la plus sévère pouvant survenir pendant la construction ou l'exploitation. Les essais CTOD doivent être menés pour toutes les combinaisons de producteurs d'acier de tube et de fabricants de tubes et être représentatifs de la coulée de tubes applicables du projet ayant la teneur maximale en carbone équivalent;

b) déterminer la valeur minimale admissible de CTOD dans le cas des soudures circonférentielles réalisées sur le chantier, pour la température d'installation la plus basse et la déformation la plus sévère pouvant survenir pendant la construction ou l'exploitation. Les essais CTOD seront menés au moment de la conception du mode opératoire de soudage, pour toutes les combinaisons de producteurs d'acier de tube et de fabricants de tubes, et seront représentatifs de la coulée de tubes applicables du projet ayant la teneur maximale en carbone équivalent. Les dérogations aux modifications essentielles définies aux tableaux 7.3 et K1 de la norme CSA Z662-07 nécessitent une nouvelle qualification du mode opératoire de soudage et de nouveaux essais pour déterminer la valeur minimale admissible de CTOD;

c) déposer auprès de l'ONÉ les valeurs minimales admissibles de CTOD et les résultats des essais :

i) pour les soudures de qualification réalisées en usine, au moins 60 jours avant la fabrication du tube;

ii) pour les soudures circonférentielles de qualification réalisées sur le chantier, au moins 60 jours avant le soudage sur le chantier.

18. Pour prouver qu'il se conforme aux dispositions réglementaires, aux normes et aux pratiques techniques appropriées, ainsi que pour faciliter les vérifications effectuées par l'ONÉ, le promoteur doit présenter les renseignements suivants à l'ONÉ, lesquels doivent être finalisés avant l'achat des matériaux :

a) les spécifications des matériaux du projet pour les tubes, les raccords, les vannes, et les sas de départ et d'arrivée des racleurs,

au moins 90 jours avant le début de la fabrication de chacun de ces éléments;

b) les spécifications relatives aux revêtements appliqués en usine sur les canalisations et les vannes enfouies ou exposées, au moins 90 jours avant l'application de chaque revêtement. Les spécifications doivent préciser les matériaux de revêtement, les méthodes d'application et les résultats des essais de vérification;

c) les spécifications des matériaux qui entreront dans la fabrication des stations, de l'installation de la région d'Inuvik et de la station de chauffage Trout Lake, de même que les normes pertinentes, les méthodes d'examen non destructif (END) et la fréquence des END, au moins 60 jours avant le début de la fabrication de chaque installation;

d) le programme d'assemblage dans le cas des soudures réalisées en usine, au moins 90 jours avant le début de la fabrication en usine des tubes, des composants ou des installations;

e) les spécifications relatives aux examens non destructifs effectués en usine, au moins 90 jours avant le début de chaque END;

f) les programmes d'assurance de la qualité propres au projet visant tous les matériaux, les composants et les procédés, au moins 90 jours avant la fabrication des composants de tubes et des installations.

19. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, pour faciliter la surveillance du projet par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier des rapports d'étape sur l'avancement du projet qui en résument les activités principales pour chaque chantier de pose, selon le calendrier suivant :

a) mensuellement pendant les périodes actives de construction;

b) aux deux mois à l'étape de la pré-construction et pendant les périodes d'inactivité.

Ces rapports fourniront les renseignements suivants :

i) une description de tout changement important à la conception du pipeline ou des installations;

ii) la liste et les nombres actuels et cumulatifs d'incidents, d'accidents ou de situations dangereuses, au sens donné à ces termes dans les règlements pris en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie,* de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada et du Code canadien du travail, Partie II;*

iii) une description des principales activités prévues au cours de la période de rapport suivante;

iv) les lieux et le calendrier proposé des essais de pression prévus, le cas échéant;

v) les endroits où des essais de pression ont échoué, et la cause des échecs.

20. Pour prouver que les aspects relatifs à la sécurité et à la protection de l'environnement seront bien gérés aux étapes de la pré-construction et de la construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au début des activités pré-construction sur le chantier, un schéma de l'organisation du projet qui indique clairement les rôles et attributions des membres du personnel et la structure hiérarchique.

21. Au moins 30 jours avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ le plan de gestion des ressources patrimoniales, qui a été examiné par le Centre du patrimoine septentrional du Prince de Galles.

22. Au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ les résultats des consultations entourant la conclusion d'ententes de rémunération des services avec les collectivités touchées concernant l'utilisation des services ou de l'infrastructure communautaires.

23. Au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ des plans de diversité, incorporant le principe de l'égalité des sexes, qui s'appliqueront pendant les étapes de la construction et de l'exploitation du projet gazier Mackenzie. Ces plans doivent exposer :

a) la façon dont les objectifs en matière de diversité seront déterminés;

b) les objectifs concernant la diversité;

c) les étapes à suivre pour atteindre les objectifs définis;

d) l'engagement de fournir un milieu de travail sûr et sain;

e) les étapes de la création d'un comité de gestion de la diversité;

f) un système de surveillance et de rapport.

Le promoteur exigera que ses entrepreneurs et sous-traitants se conforment à ses plans de diversité.

24. Pour réduire au minimum et pour corriger les conséquences néfastes de toute interaction entre la main-d'œuvre affectée à la construction du PGM et les collectivités vivant à proximité du projet, le promoteur mettra en place des baraquements fermés. Cette exigence vaudra pour tous les nouveaux baraquements proposés par le promoteur, ses entrepreneurs et ses sous-traitants.

25. Pour réduire au minimum et pour corriger les conséquences néfastes de toute interaction entre des travailleurs logés dans des baraquements ouverts existants qui seraient utilisés pour le projet et les collectivités vivant à proximité de ces baraquements, le promoteur informera l'ONÉ si des baraquements ouverts existants seront utilisés, directement ou indirectement, pour les besoins de la construction du projet. Dans les cas où il compte avoir recours à des baraquements ouverts existants et les laisser ouverts, le promoteur devra élaborer un plan pour réduire au minimum et corriger les conséquences néfastes de toute interaction avec les collectivités locales. Le plan sera conçu en collaboration avec les collectivités touchées, exposera les mesures précises à employer pour remédier aux conséquences néfastes et devra respecter les engagements pris par le promoteur. Ce dernier soumettra le plan à l'ONÉ au moins six mois avant le début des activités pré-construction.

26. Pour réduire au minimum et corriger les conséquences néfastes de toute interaction entre la main-d'œuvre affectée à la construction du PGM et les collectivités de Fort Good Hope et Tulita, le promoteur présentera à l'ONÉ, au moins six mois avant le début des activités pré-construction, un plan de surveillance des interactions entre les travailleurs de la construction et les collectivités en question. Le plan sera élaboré de concert avec les dirigeants de Fort Good Hope et Tulita, et comprendra ce qui suit :

    a) les dispositions prévues pour la surveillance des interactions;

    b) les mesures précises qui devront être prises si la surveillance permet de constater des interactions négatives;

    c) des consultations périodiques avec les deux collectivités touchées et des rapports de suivi concernant les interactions.

27. Au moins six mois avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ des plans relatifs à un programme officiel de résolution des différends qui sera mis en œuvre pendant la construction et l'exploitation du projet gazier Mackenzie. Les plans seront élaborés de concert avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, le gouvernement du Yukon et les autorités autochtones, et comprendont les éléments suivants :

    a) une description du processus permettant de saisir le promoteur ou les gouvernements des plaintes ou des différends liés au projet gazier Mackenzie;

    b) une description du processus suivant lequel les plaintes ou les différends soumis seraient acheminés aux personnes ayant la responsabilité d'y donner suite et une description des rôles et des responsabilités de tout interlocuteur intervenant dans l'évaluation d'une plainte ou d'un différend ou dans la suite à donner;

    c) une description du processus de résolution des plaintes reçues ou des différends;

    d) une description des protocoles établis aux fins du renvoi et de la résolution d'une plainte ou d'un différend;

    e) une description des mécanismes de recours dans le cas de plaintes ou de différends non résolus ou résolus de façon insatisfaisante;

    f) une description du processus à utiliser pour communiquer avec les collectivités et pour les informer du programme de résolution des différends.

28. Avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit déposer des renseignements sur l'embauche de résidents locaux à titre de surveillants pour assurer la vérification de la conformité et la surveillance des effets environnementaux dans le cadre du projet gazier Mackenzie, y compris :

    a) la nature des activités devant être suivies;

    b) des descriptions d'emploi précises pour les postes de surveillants;

    c) des précisions sur la formation qui sera offerte aux surveillants pour leur permettre de remplir leurs fonctions;

    d) la confirmation que les surveillants ont été engagés.

29. Pour réduire au minimum les incidences du projet sur les espèces fauniques, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ, avant le dépôt du tracé détaillé du pipeline et au plus tard 90 jours avant le début des activités pré-construction, un ou plusieurs plans de protection et de gestion portant sur la faune en général ainsi que des plans spécifiques visant chacune des espèces suivantes : le caribou des bois, le caribou de la toundra, le grizzli, l'ours blanc et le carcajou. Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent préciser les objectifs à atteindre, la zone comprise dans chaque plan ainsi que les zones d'influence présumées des activités du projet et la justification des hypothèses posées à cet égard. Le plan de protection et de gestion de la faune peut consister en plusieurs plans distincts établis par région ou par zone de projet, si nécessaire.

    Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent comprendre les éléments suivants :

    a) les résultats des relevés pré-construction, y compris les relevés visant des espèces en péril inscrites au Registre public (Annexe 1) de la *Loi sur les espèces en péril* (espèces inscrites) sauf si le ministre a déterminé que leur rétablissement n'est pas possible, et les endroits où ont été observées des espèces classées en péril ou pouvant être en péril selon l'évaluation la plus récente du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada et les plus récentes classifications de situation générale établies pour les Territoires du Nord-Ouest;

    b) des mises à jour des évaluations des incidences visant des espèces inscrites suivant la *Loi sur les espèces en péril,* lesquelles évaluations doivent être effectuées directement sur les espèces inscrites, dans la mesure du possible, plutôt qu'en utilisant une ou plusieurs espèces indicatrices;

    c) des mesures d'atténuation, y compris :

        i) les mesures permettant d'éviter ou de réduire au minimum les perturbations, notamment les perturbations linéaires et les effets de la fragmentation de l'habitat, les perturbations sensorielles et les obstacles aux déplacements;

        ii) l'ordonnancement des activités du projet de manière à réduire au minimum les perturbations causées aux espèces fauniques;

        iii) des mesures visant à réduire au minimum l'empreinte laissée par les travaux de mise en valeur dans des habitats qui assurent la survie des espèces inscrites;

        iv) des mesures pour limiter les couloirs de déplacement des prédateurs le long de l'emprise;

        v) des procédures pour éviter de perturber d'éventuelles aires de mise bas;

        vi) la gestion des accès, notamment au moyen de consultations publiques;

        vii) des protocoles et des activités d'éducation et de sensibilisation pour gérer les interactions entre la faune et les humains, y compris des mesures visant à limiter la récolte d'animaux et à dissuader les espèces sauvages, en particulier les ours, d'entrer dans les baraquements et les autres installations;

        viii) des mesures propres à réduire les perturbations causées à la faune et aux oiseaux migrateurs par la circulation terrestre associée au projet, notamment sur les routes d'accès et l'emprise, et la circulation aérienne;

        ix) toutes les mesures de protection de la faune prévues dans d'autres plans de gestion liés au projet, ou des renvois à ces mesures;

    d) des protocoles de surveillance et de gestion adaptative, notamment :

        i) l'établissement et le maintien de liens avec les programmes régionaux;

        ii) les protocoles à employer pour les relevés afin d'éviter ou de prévenir les incidences sur la faune;

        iii) des plans de surveillance des réactions de la faune aux activités du projet, à toutes les étapes de ce dernier;

        iv) des protocoles pour documenter la perte et la modification d'habitat, ainsi que les incidents, les interactions et les cas de mortalité de la faune;

        v) des mécanismes permettant d'évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation, des critères pour déterminer le besoin et la façon de les adapter, ainsi que les mesures proposées pour maîtriser des effets imprévus;

    e) des plans de mise en œuvre, y compris :

        i) des précisions sur la façon dont le promoteur mettra ses plans en application;

        ii) les mesures que le promoteur prendra pour permettre la participation de surveillants locaux;

        iii) le processus de mise à jour du plan de protection à mesure que les lacunes en matière d'information sont comblées, y compris les stratégies de rétablissement des espèces inscrites et les plans d'action;

f) les méthodes de suivi et de rapport concernant le ou les plans de protection et de gestion de la faune, et la façon de les mettre en œuvre;

g) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, Environnement Canada et les conseils de gestion de la faune compétents ou d'autres organisations de même nature.

À l'appui de ses plans de protection et de gestion de la faune, le promoteur, outre les prescriptions de la condition 29, doit mettre en application des exigences propres à des espèces précises, énoncées ci-après dans les conditions 30 à 36.

30. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) en ce qui touche le caribou des bois :

a) l'échéancier et les dates déterminés pour l'exécution des activités liées au projet afin d'éviter ou de réduire au minimum les conflits avec les déplacements des caribous ou les délicates périodes d'alimentation et de mise bas;

b) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le Groupe de travail Dehcho sur la population boréale de caribou des bois.

31. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) en ce qui touche le caribou de la toundra :

a) l'échéancier et les dates déterminés pour l'exécution des activités liées au projet afin d'éviter ou de réduire au minimum les conflits avec les déplacements des caribous ou les délicates périodes d'alimentation et de mise bas;

b) des plans pour gérer les effets du projet sur la harde de caribous de la Porcupine que peut entraîner une utilisation accrue de la route de Dempster en raison de la circulation liée au projet;

c) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le Porcupine Caribou Management Board et le gouvernement du Yukon.

32. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) en ce qui touche le grizzli :

a) un plan prévoyant l'exécution de relevés annuels des tanières du grizzli aux étapes de la pré-construction et de la pose des canalisations, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir;

b) les mesures d'atténuation proposées pour éviter de perturber les tanières du grizzli;

c) l'engagement de déposer annuellement auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et des conseils de gestion de la faune compétents, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir, les résultats des relevés des tanières du grizzli effectués aux étapes de la pré-construction et de la pose des canalisations.

33. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) :

a) des mesures d'atténuation pour éviter de créer un habitat de prédilection du bison;

b) un programme de surveillance pour déceler l'utilisation de l'emprise du projet gazier Mackenzie par le bison des bois et une démarche pour élaborer des mesures d'atténuation avec la collaboration du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest si le bison des bois commence à utiliser l'emprise du projet.

34. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) :

a) les résultats d'un relevé effectué dans les parties de la zone d'étude locale où le râle jaune et le crapaud de l'Ouest pourraient survenir, selon l'évaluation la plus récente effectuée par le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada, afin de confirmer la présence ou l'absence de ces espèces;

b) les mesures d'atténuation et de surveillance proposées relativement au râle jaune et au crapaud de l'Ouest, selon les résultats du relevé;

c) la preuve que des consultations ont eu lieu avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

35. Le promoteur doit faire état dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) de son engagement d'exécuter des relevés et des programmes de surveillance concernant le hibou des marais et le quiscale rouilleux, avant, pendant et après la construction, et de déposer les renseignements connexes auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

36. Le promoteur doit inclure dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) des mesures d'atténuation spécifiques aux rapaces, notamment les faucons pèlerins, les pygargues à tête blanche et les aigles royaux. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, ces mesures d'atténuation comprendront les restrictions suivantes à l'égard des activités ou des installations liées au projet :

    a) pour les structures permanentes, les perturbations à long terme de l'habitat (p. ex. emprise du pipeline, route, carrière, baraquements, etc.), l'accès par voie terrestre ou aérienne et le dynamitage, conserver une distance de recul de 1 000 m par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces;

    b) pour le survol d'aéronefs, conserver une distance de recul de 760 m au-dessus du sol par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces.

Avant la pose des canalisations

37. Le promoteur doit exécuter un programme de vérification géotechnique à l'appui de la conception finale et de la construction des installations liées au projet et déposer auprès de l'ONÉ, au plus tard 90 jours avant la pose des canalisations ou la construction d'une station :

    a) des copies des diagraphies de sondage et les résultats des levés géophysiques effectués;

    b) une évaluation mise à jour des conditions du pergélisol, de la glace de sol et du terrain le long du réseau de collecte Mackenzie, notamment, le cas échéant, des copies de toute l'information publiée au sujet des conditions du pergélisol, de la glace de sol et du terrain et utilisée pour l'évaluation.

38. Pour regrouper l'ensemble des procédures concernant la protection de l'environnement, des mesures d'atténuation et des engagements en matière de surveillance qu'il a définis à l'égard des opérations de pose des canalisations et les communiquer au personnel de chantier et aux inspecteurs de l'ONÉ, le promoteur doit soumettre un plan de protection de l'environnement à l'approbation de l'ONÉ au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations. Le PPE peut se composer de plusieurs plans distincts établis par région ou par zone de projet, si nécessaire.

    Le PPE concernant la pose des canalisations détaillera ce qui suit :

    a) la portée et la zone d'application du PPE;

    b) les procédures et mesures de protection de l'environnement, y compris les critères de décision concernant le moment et l'opportunité de les appliquer, des plans et des dessins propres aux sites, les mesures d'atténuation et les activités de surveillance des opérations relatives à la pose des canalisations;

    c) un plan de prévention de l'exhaure de roches acidifères incorporant le testage de la roche de carrière débitée et exposée pendant le creusement des tranchées, l'aménagement du banc d'emprunt et celui de la carrière, ainsi que des dispositions concernant l'élimination en toute sécurité ou le traitement des matériaux inappropriés, s'il y a lieu;

    d) un plan de remise en état et de maintien de l'emprise qui précise des buts de remise en état mesurables et des méthodes visant à prévenir le plus possible l'introduction de plantes envahissantes, et décrit les mesures qui seront prises pour optimaliser le rétablissement de la végétation;

    e) des renvois aux autres plans et manuels de protection de l'environnement dont le personnel de chantier et les inspecteurs ont besoin;

    f) la preuve que des consultations ont eu lieu avec les autorités réglementaires et les experts gouvernementaux compétents dans la zone d'application du PPE.

39. Pour promouvoir la sécurité du pipeline et la protection de l'environnement, et faire avancer les connaissances sur les effets de la construction et de l'exploitation de pipelines en milieu pergélisolé, le promoteur doit concevoir un programme de surveillance des effets liés au projet. Le programme visera à :

    a) suivre les effets de l'environnement du point de vue de l'intégrité du pipeline;

    b) suivre les effets à long terme de la construction et de l'exploitation du pipeline sur le milieu naturel;

c) confirmer la validité des hypothèses et de l'approche de conception, et suivre les effets des méthodes de construction et d'exploitation utilisées dans le cadre du projet.

Le programme tiendra compte des résultats du programme de vérification géotechnique, de l'évaluation des géorisques et des constatations faites pendant la construction, et il sera mis au point en collaboration avec Affaires indiennes et du Nord Canada, Ressources naturelles Canada et Pêches et Océans Canada. Le programme traitera de questions telles que les variations des régimes thermiques et leurs effets sur l'environnement, notamment le tassement dû au dégel, le soulèvement dû au gel, la stabilité des pentes, l'affouillement aux franchissements de cours d'eau, les aufeis, l'obstruction du drainage ainsi que du passage des poissons et l'érosion, et de la façon dont ces éléments seraient touchés par des modifications successives à la configuration des stations de compression. Le programme relèvera en outre les problèmes existants et potentiels à ces égards et indiquera les méthodes de surveillance à employer, les emplacements de l'instrumentation et la fréquence des activités de surveillance. Les résultats du programme seront incorporés dans les programmes de gestion de l'intégrité et de protection environnementale du promoteur, lequel déposera les renseignements suivants auprès de l'ONÉ :

i) au plus tard 90 jours avant le début de la pose des canalisations, à des fins d'approbation, un rapport qui expose la portée du programme, ses objectifs, les méthodes et la fréquence de surveillance ainsi que les critères de sélection des emplacements de l'instrumentation;

ii) le 1er avril de chaque année subséquente de la construction du pipeline, les endroits où le promoteur a décidé d'exercer une surveillance, la justification des choix effectués, l'instrumentation requise et le moment de sa mise en place;

iii) au plus tard le 30 novembre de chaque année, un rapport exposant les résultats du programme et les plans d'atténuation ou d'intervention arrêtés pour remédier aux problèmes relevés.

40. Au moins 60 jours avant le début de la pose des canalisations, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un manuel de sécurité pendant la construction, pour qu'il l'approuve.

41. Au moins 60 jours avant le début de la construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ les devis définitifs relatifs à la construction du pipeline et aux installations. La portée et le niveau de détail des devis doivent être suffisants pour permettre d'établir si les devis sont convenables avant le début de la pose des canalisations et de la construction des installations.

42. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier des mises à jour des cartes-tracés techniques et environnementales au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations, et lui en soumettre toutes les modifications ultérieures, à mesure qu'elles sont apportées.

43. Au moins 60 jours avant le début de la pose des canalisations, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ les spécifications concernant les matériaux de rembourrage et les remblais de remplacement. Les spécifications détailleront les dispositions qui seront prises pour garantir que les matériaux de remplacement sont libres de matières susceptibles d'endommager le pipeline, son revêtement ou l'environnement.

44. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, pour établir l'efficacité des plans conçus par le promoteur afin de corriger l'effet du tassement du remblai dans les tranchées du projet, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au plus tard 90 jours avant le début de la pose des canalisations, un rapport qui détaille ce qui suit :

a) les méthodes qui seront utilisées pour déterminer la qualité et la quantité de matériaux de remblai importés qui seront nécessaires pour corriger un tassement excessif de la tranchée;

b) la période et les méthodes de transport et de stockage des matériaux de remblai;

c) les méthodes qui seront employées pour évaluer le besoin de remblais de remplacement supplémentaires et y répondre, ou pour gérer un éventuel excédent de matériaux de remblai à l'étape du nettoyage final et de la remise en état;

d) les méthodes et les lieux d'élimination des matériaux excavés excédentaires qui ne sont pas requis pour le remblayage;

e) la preuve que des consultations ont eu lieu avec les gestionnaires des terres et les régies compétentes.

45. Pour démontrer qu'il a évalué convenablement les géorisques et prévu les mesures d'atténuation appropriées, ainsi que pour faciliter la surveillance par l'ONÉ au cours de l'exploitation du projet, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations, une évaluation des géorisques pour le projet qui décrit :

a) sa méthode d'évaluation des géorisques ainsi que la liste des géorisques qui, seuls ou combinés à d'autres, ont été relevés le long du tracé et ont une probabilité raisonnable d'affecter le projet;

b) les mesures à mettre en œuvre pour atténuer les géorisques individuels ou combinés à d'autres;

c) les critères décisionnels relatifs à la mise en œuvre des mesures d'atténuation des géorisques relevés au cours de la construction;

d) les titres de compétence du personnel appelé à prendre des décisions sur la conception et la mise en œuvre;

e) les exigences de surveillance permanente.

46. Pour démontrer que le pipeline est conçu de manière à permettre l'accroissement du nombre de stations de compression au fil du temps et à pouvoir résister aux charges prévues associées au soulèvement dû au gel et au tassement dû au dégel, le promoteur doit présenter à l'ONÉ au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations :

a) un rapport qui résume les conclusions de l'analyse de conception finale portant sur les effets du soulèvement dû au gel et du tassement dû au dégel pour les portions terrestres du tracé et qui fait la preuve que la conception du pipeline permet de résister aux charges associées au soulèvement dû au gel et au tassement dû au dégel; s'il ressort de l'analyse que la demande de déformation au cours de la durée de vie théorique du pipeline pourrait excéder la capacité de déformation des matériaux (sans égard à l'effet de mesures d'atténuation secondaires), le rapport doit exposer les mesures secondaires propres à chaque site qui seront incorporées dans la conception ou le programme de gestion de l'intégrité pour éviter le dépassement des seuils critiques de déformation;

b) une évaluation des incidences des variations des températures d'exploitation des canalisations associées à un accroissement du nombre de stations de compression au fil du temps sur l'emprise; s'il ressort de l'évaluation qu'il pourrait y avoir des incidences importantes, les mesures secondaires requises pour les atténuer devront être cernées et prises en compte dans la conception avant la construction.

47. Le promoteur doit effectuer une analyse des risques afin de cerner les risques ou problèmes raisonnablement prévisibles qui pourraient surgir au cours des travaux de forage dirigé horizontal (FDH), d'après les données propres à chaque site, et dresser des plans d'urgence à l'égard de chaque franchissement par FDH. Il doit présenter l'analyse des risques et les plans d'urgence à l'ONÉ au moins 60 jours avant le début de la construction d'un franchissement de cours d'eau par la méthode de FDH. Les plans doivent relever et résoudre, le cas échéant, les problèmes propres au site, tels que la présence d'un pergélisol riche en glace ou d'autres conditions géotechniques potentiellement défavorables.

48. Pour faciliter les inspections de l'ONÉ pendant la construction et la surveillance à l'étape de l'exploitation, ainsi que pour confirmer qu'aucun changement important n'a été apporté à la méthode de conception des pentes, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ un rapport final sur la méthode de conception des pentes, une fois la conception finale terminée et au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations. Le rapport comprendra les renseignements suivants :

a) la méthode de conception des pentes, les exigences en matière de données, les techniques d'évaluation et un inventaire pré-construction des pentes;

b) les révisions apportées aux angles de talus seuils et aux critères relatifs aux pentes longitudinales et transversales critiques, à la lumière des conclusions découlant de la conception finale et des études géotechniques complémentaires;

c) le coefficient de sécurité visé dans la conception des pentes longitudinales et transversales;

d) des précisions sur les systèmes passifs de refroidissement du sol sélectionnés, y compris le nombre, l'emplacement, le type, le réfrigérant, les schémas types, la protection contre la corrosion et la méthode de mise en place;

e) des précisions sur les méthodes d'isolation en surface choisies, y compris le type, la source, l'épaisseur et les mesures d'atténuation prescrites pour prévenir l'introduction de mauvaises herbes nuisibles (s'il y a lieu);

f) des précisions sur les exigences en matière de lutte contre l'érosion, y compris les schémas types et l'espacement requis des banquettes de détournement, bouchons et fossés;

g) les résultats de l'analyse thermique montrant les prévisions de la profondeur de dégel à 10 ans et 25 ans pour les configurations de démarrage en fonction des méthodes choisies d'atténuation thermique sur les pentes sensibles au dégel excédant la longueur de pente critique, les pentes définies comme potentiellement préoccupantes du point de vue de la stabilité qui ne peuvent

être évitées grâce à la modification du tracé, ainsi que les pentes qui sont dotées d'une instrumentation ou le seront à l'étape de la construction;

h) les schémas de conception types pour diverses conditions de pentes;

i) la conception particulière des pentes sensibles au dégel excédant la longueur de pente critique;

j) un tableau synthèse des sites exigeant une conception de pente particulière, qui indique l'emplacement et le numéro d'identification de la pente, l'angle de talus, la longueur et la hauteur de pente, l'orientation, les conditions de sol réelles ou présumées, la nature du problème propre au site et les mesures d'atténuation proposées;

k) un plan d'intervention concernant la stabilité des pentes qui expose les mesures que prendra le promoteur, et leur calendrier de mise en œuvre, si la surveillance révèle que le coefficient de sécurité d'une pente est en deçà du coefficient de conception ou si la profondeur de dégel dépasse les valeurs prévues.

49. Le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ un manuel des modifications de chantier relatives aux pentes, au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations. Le manuel doit définir ce qui suit :

a) des critères précis concernant la mise en œuvre de changements du point de vue de la conception, du nivellement, des matériaux, des procédés d'installation, des mesures de stabilisation thermique, des mesures d'atténuation de l'érosion et de la surveillance;

b) les détails des compétences que doivent posséder le personnel chargé de la mise en application du manuel;

c) les consultations requises auprès d'autres experts et autorités réglementaires et la portée de telles consultations.

50. Pour protéger les activités traditionnelles de pêche contre les effets délétères des franchissements de cours d'eau exigés par le projet, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations, la série définitive d'arbres de décision proposée pour gérer les conséquences du projet gazier Mackenzie sur le poisson et son habitat, ce qui comprend :

a) un exposé du processus décisionnel, les critères de décision et les choix sur le plan de l'atténuation;

b) une description de la façon dont le promoteur tiendra compte de l'importance que l'habitat du poisson et les populations de poisson revêtent pour les collectivités locales et les pêcheurs;

c) la preuve que des consultations au sujet des arbres de décision ont eu lieu avec Pêches et Océans Canada ainsi qu'avec les conseils de gestion et organismes compétents.

51. Pour démontrer que la conception des franchissements de cours d'eau incorpore des mesures adéquates de protection contre l'affouillement et d'atténuation des effets thermiques ainsi que pour faciliter les inspections menées par l'ONÉ pendant la construction, le promoteur soumettra les renseignements suivants à l'approbation de l'ONÉ au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations :

a) un inventaire révisé des franchissements de cours d'eau et de plans d'eau, en format PDF et sous forme de tableur MS Excel, qui indique le nom, l'identificateur numérique et les coordonnées du cours d'eau, la catégorie de cours d'eau, la largeur de la surface mouillée, la méthode de construction, le type de conception, la profondeur d'enfouissement minimum, la navigabilité, l'état de l'habitat du poisson et le niveau d'évaluation;

b) les schémas et plans détaillés de conception finale de tous les franchissements de cours d'eau et de plans d'eau qui appellent une conception particulière, y compris les franchissements pour FDH, indiquant le niveau théorique des crues, le potentiel calculé d'affouillement vertical et latéral et le détail des mesures d'atténuation thermiques, de l'érosion, de l'affouillement et du ruissellement souterrain proposées;

c) les schémas détaillés de conception finale représentant la conception type des franchissements à ciel ouvert et des franchissements isolés pour les cours d'eau classés dans les catégories suivantes : Lacs, Actif I, Actif II et Chenaux végétalisés, ainsi que le détail des mesures d'atténuation thermiques, de l'érosion, de l'affouillement et du ruissellement souterrain proposées;

d) une analyse sur 25 ans de la croissance des bulbes de gel et du tassement dû au dégel pour la configurations de démarrage, y compris les prévisions relatives à la demande de déformation/capacité de déformation disponible et aux dimensions des bulbes de gel, pour tous les franchissements de types suivants : Gros cours d'eau, FDH, Actif I et Actif II, qui fait la preuve que les variations des régimes thermiques des canalisations associées aux changements apportés aux configurations des stations de compression ou à la moins grande efficacité de l'isolation

n'entraîneront pas d'aufeis ni de tensions inacceptables imposées aux canalisations;

e) la preuve que des consultations sur la conception des franchissements de cours d'eau ont eu lieu avec Pêches et Océans Canada.

52. Pour faciliter la surveillance par l'ONÉ, le promoteur doit fournir à ce dernier un préavis d'au moins 30 jours concernant la qualification des procédures automatisées d'examen non destructif par ultrasons qui seront utilisées pour les soudures réalisées en usine et les soudures circonférentielles de chantier.

53. Le promoteur doit mettre au point un programme d'assemblage et le présenter à l'ONÉ au moins 30 jours avant d'effectuer les essais de qualification des modes opératoires de soudage visant :

a) les soudures circonférentielles de production, de raccordement et de réparation réalisées sur le chantier (pipelines);

b) le soudage des installations liées au projet.

Le programme d'assemblage comprendra :

i) les exigences concernant la qualification des soudeurs;

ii) les exigences relatives à la qualification et aux fonctions des inspecteurs de soudage;

iii) les spécifications des modes opératoires de soudage;

iv) les spécifications relatives à l'examen non destructif;

v) le programme d'assurance de la qualité des soudures de chantier et des modes opératoires de soudage;

vi) toute information complémentaire à l'appui du programme d'assemblage.

54. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier les registres de qualification des modes opératoires de soudage et des procédures d'examen non destructif, dans les 30 jours suivant l'achèvement des essais de qualification.

55. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier les spécifications relatives aux revêtements appliqués sur le chantier, au moins 60 jours avant le début de la pose de canalisations.

Pendant la construction

56. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ à toutes les étapes de la construction, le promoteur doit fournir, sur demande et à un coût raisonnable pour l'ONÉ, un soutien logistique aux membres du personnel de l'ONÉ qui inspectent les travaux de construction et de remise en état. (Il est entendu que la portée du soutien offert se limitera à ce qui suit : transport du personnel et des véhicules de l'ONÉ aux camps éloignés, ravitaillement en carburant et entretien des véhicules, repas et hébergement, bureaux de travail et moyens de communication.)

57. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur doit soumettre les installations approuvées à des essais de pression hydrostatiques. Le programme d'essai sous pression, qui doit confirmer le respect des normes, exigences réglementaires et codes pertinents, doit être soumis à l'approbation de l'ONÉ au moins 60 jours avant le début des essais de pression. Si un essai hydrostatique n'est pas réalisable, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ ses procédures relatives à des essais de pression à l'air, au moins 60 jours avant le début des essais à l'air. Le programme d'essai comprendra ce qui suit :

a) des renseignements établissant que l'essai d'étanchéité permet de déceler des fuites de même grandeur qu'un essai hydrostatique comparable;

b) des renseignements établissant que le pipeline présente des propriétés de résilience (résistance à l'effet d'entaille) adéquates;

c) une description des mesures de sécurité précises qui seront mises en œuvre pendant les essais de pression;

d) la confirmation qu'un essai d'étanchéité a été exécuté avec succès avant que le tronçon de pipeline ne soit installé dans un cours d'eau, un lac ou un étang.

58. Pour permettre de vérifier la mise en œuvre des plans et procédures du promoteur en matière de contrôle et d'assurance de la qualité, le promoteur doit déposer pendant la construction des rapports sommaires mensuels exposant les cas de non-conformité aux devis de conception et de construction et aux spécifications des matériaux, ainsi que les mesures prises pour y remédier.

Avant le début de l'exploitation

59. Le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ, au moins 90 jours avant la date prévue du début de l'exploitation, les éléments du programme de protection environnementale visant l'exploitation et l'entretien du pipeline qui est prescrit à l'article 48 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, notamment, mais sans s'y limiter, les politiques, pratiques et procédures concernant :

a) la formation continue des employés et des exploitants sur les questions environnementales;

b) la manutention et l'élimination de tous les déchets associés à l'exploitation et à l'entretien du projet;

c) la gestion des émissions atmosphériques, y compris :

i) les limites maximales de rejets de MP et de NOx définies par le promoteur et/ou imposées par la loi;

ii) les objectifs définis par le promoteur au sujet du niveau maximum d'émissions de gaz à effet de serre;

iii) les stratégies de réduction des émissions atmosphériques, incluant les MP, les NOx et les gaz à effet de serre;

iv) les méthodes de surveillance et de mesure;

v) la tenue de registres, y compris la présentation annuelle à l'ONÉ de rapports sur les gaz à effet de serre;

d) le programme de communication publique (non lié aux situations d'urgence);

e) l'examen du programme et les consultations à son sujet avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

60. Pour démontrer que les outils d'inspection interne prévus permettront de soutenir des programmes efficaces de gestion de l'intégrité, le promoteur doit présenter les renseignements suivants à l'ONÉ au moins 90 jours avant le début de l'exploitation du réseau :

a) la nature, la description, les caractéristiques techniques, les limites d'utilisation et les limites de détection de tous les outils d'inspection interne que le promoteur peut utiliser pendant l'exploitation de ses pipelines;

b) des précisions sur les outils inertiels d'inspection interne pour la détection de courbures qui ont été mis au point pour le projet, notamment le niveau de déplacement décelable et la déformation qui y est associée, la vitesse recommandée des racleurs et le rapport entre la vitesse des racleurs et la résolution de la déformation;

c) les valeurs d'intervention associées à tous les paramètres qui seront suivis au moyen des outils d'inspection interne.

61. Le promoteur doit élaborer et présenter à l'ONÉ les documents suivants :

a) un plan de protection civile et d'intervention en cas d'urgence relatif au projet, avant le début de l'exploitation du réseau, et un manuel des mesures d'urgence, au moins 30 jours avant le début de l'exploitation;

b) un rapport, devant accompagner le manuel des mesures d'urgence, qui expose :

i) les perspectives d'établissement d'équipes locales ou communautaires d'intervention en cas de déversement pour prêter assistance si un incident se produit dans le cadre du PGM;

ii) un examen des opportunités et des contraintes liées à l'établissement d'équipes locales d'intervention en cas de déversement, y compris une évaluation des besoins en matière de formation et d'équipement;

iii) l'engagement du promoteur de travailler de concert avec les collectivités locales pour mettre en place et entretenir une capacité communautaire d'intervention en cas de déversement.

Au moment de dresser son plan de protection civile et d'intervention en cas d'urgence, le promoteur tiendra compte :

1) de la lettre datée du 24 avril 2002, intitulée *Programmes de protection civile et d'intervention et de sécurité*, que l'ONÉ a adressée à toutes les sociétés gazières et pétrolières relevant de sa compétence, et de toutes ses modifications ultérieures;

2) des interventions d'urgence à plus grande échelle pouvant être requises en raison de tremblements de terre d'importance.

62. Pour démontrer qu'il est prêt à intervenir en cas d'urgence dès le début de l'exploitation, le promoteur doit mener un exercice d'intervention en cas d'urgence pour évaluer l'efficacité de son plan de protection civile et d'intervention en cas d'urgence, au moins dix jours avant le début de l'exploitation du réseau, et notifier l'ONÉ par lettre une fois que l'exercice aura été exécuté avec succès.

63. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un rapport qui décrit la conception finale du système SCADA (télésurveillance et acquisition de données) et du système de détection de fuites du RCM, au moins 90 jours avant le début de l'exploitation du réseau de collecte. Le rapport doit fournir des renseignements qui permettent d'établir un base de référence pour le programme d'assurance de la qualité lié aux systèmes SCADA et de détection de fuites, et inclure notamment ce qui suit :

a) une description des systèmes SCADA et de détection de fuites;

b) l'emplacement et la nature des dispositifs de surveillance et de commande de la pression, de la température et de l'écoulement, ainsi que des terminaux à distance;

c) l'emplacement des vannes actionnées à distance;

d) l'objectif concernant la capacité de détection (p. ex. volume de la fuite, temps de détection, taux de fuite);

e) l'objectif de sensibilité (c.-à-d. taille minimum des fuites décelées);

f) l'objectif de fiabilité (c.-à-d. taux de fausse alarme, taux de non-déclenchement);

g) la robustesse prévue (c.-à-d. disponibilité du système eu égard aux conditions de fonctionnement);

h) l'objectif d'exactitude (c.-à-d. taille et emplacement de la fuite décelée);

i) une description du programme d'assurance de la qualité, fondé sur des méthodes d'observation directe et d'inférence, qui sera appliqué au cours de l'exploitation du projet pour garantir un rendement optimal.

64. Pour démontrer que les systèmes SCADA et de détection de fuites sont étalonnés aux conditions réelles du réseau, le promoteur doit présenter à l'ONÉ des rapports qui exposent les résultats du programme d'assurance de la qualité lié aux systèmes SCADA et de détection de fuites et la façon dont les problèmes cernés ont été résolus. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur déposera ces rapports un an, trois ans et cinq ans après le début de l'exploitation.

Pendant l'exploitation

65. Au plus tard 30 jours après la mise en service du projet approuvé, le promoteur doit déposer auprès de l'ONÉ un avis, de la part d'un dirigeant de l'entreprise, confirmant que le projet approuvé a été réalisé et construit conformément à toutes les conditions pertinentes du présent certificat. Si la conformité avec l'une ou l'autre de ces conditions ne peut pas être confirmée, la société doit en présenter les raisons par écrit à l'ONÉ. Le document déposé en application de la présente condition doit inclure une déclaration confirmant que le signataire du document est un dirigeant de l'entreprise.

66. Pour faciliter la surveillance pendant l'exploitation, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, dans les six mois suivant la mise en exploitation du réseau, un rapport de construction géotechnique, comprenant des cartes et des schémas, qui relève et décrit les éléments suivants :

a) les pentes longitudinales et transversales qui nécessitent une surveillance continue d'après les constatations faites durant la construction;

b) les endroits où des systèmes passifs de refroidissement ont été installés;

c) les endroits où une instrumentation pour la surveillance des pentes, dont des thermistances, des piézomètres et des inclinomètres, a été installée;

d) les pentes excédant la longueur de pente critique dont on a déterminé pendant la construction qu'elles étaient sensibles au dégel ou présentaient des indices de mouvement du sol;

e) les endroits où des changements ont été apportés à la conception des pentes, conformément au manuel des modifications de chantier relatives aux pentes, et les motifs des changements.

67. Pour réduire au minimum ou limiter les émissions atmosphériques associées au brûlage à la torche, le promoteur doit se conformer aux lignes directrices sur les normes de qualité de l'air ambiant dans les Territoires du Nord-Ouest *(Guideline for Ambient Air Quality Standards in the Northwest Territories)* et à la Directive n° 60 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta concernant le brûlage à la torche, l'incinération et l'évacuation de gaz dans l'industrie pétrolière amont *(Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating and Venting)*.

68. Pour réduire au minimum le bruit provenant des installations pipelinières, le promoteur doit :

a) concevoir les installations pipelinières en fonction des exigences de la Directive n° 038 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta;

b) présenter à l'ONÉ, 90 jours avant le début de l'exploitation, un rapport post-construction d'évaluation du bruit.

69. Pour aider les inspecteurs de l'ONÉ à confirmer l'efficacité des techniques d'atténuation environnementale et déterminer toute adaptation requise, ainsi que pour cerner les effets non prévus et les mesures de gestion adaptative propres à y remédier, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un rapport environnemental post-construction reflétant tout programme de surveillance ou de suivi mis en place. Ce rapport doit :

a) présenter sur un carte ou un schéma tout problème environnemental survenu durant la construction;

b) exposer les critères utilisés, ou qui seront utilisés, pour vérifier l'exactitude des prévisions contenues dans l'évaluation environnementale;

c) faire une détermination au sujet de l'exactitude des prévisions contenues dans l'évaluation environnementale;

d) traiter de l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées avant, pendant et après la construction et des cas où des mesures de gestion adaptative se sont imposées;

e) préciser l'état de chaque problème cerné et s'il a été résolu ou non;

f) exposer les mesures que le promoteur se propose de prendre pour régler les problèmes non résolus et l'échéancier prévu à cette fin.

Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le rapport doit être déposé au plus tard le 31 janvier de chacune des première, troisième, cinquième et dixième années suivant la mise en exploitation du projet.

70. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, aux fins de la gestion de l'intégrité du pipeline et des effets thermiques le long de l'emprise, le promoteur doit suivre les effets géotechniques et thermiques subis par le(s) pipeline(s) en ce qui touche l'affaissement dû au dégel, le soulèvement dû au gel et la stabilité des pentes, de la manière suivante :

a) en réalisant, avant le remblayage, un relevé détaillé de l'ouvrage fini qui fait état de la position du pipeline pour fins de comparaison aux données futures d'inspection en canalisation par inertie, des endroits où des changements aux caractéristiques techniques de la canalisation ont été apportés, de l'emplacement de chaque soudure circonférentielle, des dispositifs de commande de flottabilité de l'épaisseur de couverture;

b) en effectuant une inspection en canalisation par inertie dans le mois suivant le début de l'exploitation et annuellement par la suite.

71. Pour faciliter les activités de surveillance, le promoteur doit enregistrer l'information géotechnique relative aux parois de la tranchée pendant la construction et présenter les diagraphies de tranchée à l'ONÉ dans l'année qui suit le début de l'exploitation.

72. Pour faciliter les activités de surveillance, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, dans l'année qui suit le début de l'exploitation, des copies de toutes les données de surveillance de l'écoulement fluvial, de l'épaisseur des glaces et de la température du sol qu'il a recueillies au cours de la planification et de la conception du projet. Les registres numériques seront présentés en format PDF et sous forme de tableurs MS Excel.

Planification

73. Les promoteurs doivent déposer des estimations de coûts à jour et faire part de leur décision sur la construction au plus tard le 31 décembre 2013.

Expiration

74. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le présent certificat expire le 31 décembre 2015 à moins que les travaux de construction liés au projet gazier Mackenzie n'aient débuté à cette date.

Conditions qui s'appliquent uniquement au réseau de collecte Mackenzie

75. Le promoteur doit informer et consulter les autorités autochtones et municipales dans chaque collectivité située à proximité de l'emprise du pipeline de la vallée du Mackenzie au sujet de l'utilisation communautaire du bois marchand qui serait coupé le long de l'emprise et fournir à l'ONÉ un rapport qui fait état de ses consultations et de toute entente survenue, au plus tard 90 jours avant le début des activités pré-construction sur le chantier de pose pertinent.

76. Pour faciliter l'accès local au gaz, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations, un rapport contenant les renseignements suivants :

a) des précisions sur toute expression d'intérêt qu'il aurait reçue en vue de raccordements à une canalisation latérale de livraison de gaz ou de la construction d'une canalisation latérale de livraison pour raccordement à un réseau local de distribution de gaz;

b) des précisions techniques sur le raccordement, les vannes et les appareils de régulation et de comptage requis pour répondre à la demande;

c) les délais prévus de mise en place des installations.

Annexe L

Ordonnance visant les droits et le Tarif du pipeline de la vallée du Mackenzie

Office national de l'énergie

National Energy Board

ORDONNANCE MO-17-2010

RELATIVEMENT À la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie;*

PAR SUITE des demandes déposées auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office) concernant le pipeline de la vallée du Mackenzie par Imperial Oil Resources Ventures Limited (le promoteur), au nom d'Imperial Resources Ventures Limited, Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership, ConocoPhillips Northern Partnership, ExxonMobil Canada Properties et Shell Canada Limitée à titre de commandité de Shell Canada Énergie, sous les numéros de dossiers : OF-Fac-Gas-I017-2004-1, OF-EP-FacPipe-I003-MAC 04, OF-EP-FieldOp-I003-TL 07, OF-EP-FieldOp-C648-PL 07 et OF-EP-FieldOp-S245-NIG 07.

ATTENDU QUE le promoteur, en octobre 2004, a déposé une demande en vertu de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* visant le pipeline de la vallée du Mackenzie, de 750 millimètres (30 pouces) de diamètre, qui s'étendrait sur 1196 kilomètres pour le transport de gaz naturel d'une usine de traitement située près d'Inuvik (Territoires du Nord-Ouest) jusque dans le nord-ouest de l'Alberta;

ATTENDU QUE le promoteur a demandé l'approbation des principes d'établissement des droits et du Tarif du pipeline de la vallée du Mackenzie conformément à la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie;*

ATTENDU QUE la demande a fait l'objet de l'ordonnance d'audience GH-1-2004;

ATTENDU QUE l'Office a délivré, sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, un certificat d'utilité publique autorisant le pipeline de la vallée du Mackenzie;

IL EST ORDONNÉ QUE suivant la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie,* les principes d'établissement des droits et du Tarif du pipeline de la vallée du Mackenzie proposés par le promoteur lors de l'instance GH-1-2004 soient approuvés sous réserve de ce qui suit :

1. Tous les expéditeurs qui satisfont aux modalités du Tarif doivent avoir accès au pipeline de la vallée du Mackenzie.

2. Le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'Office un code de conduite pour le pipeline de la vallée du Mackenzie visant toutes les étapes d'aménagement soit la pré-construction, la construction et l'exploitation. Le code de conduite doit être déposé dans les plus brefs délais, mais pas plus tard que le 31 décembre 2011. Il doit traiter en détail au moins ce qui suit :
   a) la prévention du traitement privilégié;
   b) la régie des interactions entre les expéditeurs et les transporteurs;
   c) l'autonomie des activités de transport par rapport aux activités des sociétés affiliées;
   d) la régie des distinctions entre activités commerciales;
   e) la protection des renseignements confidentiels et des renseignements commerciaux de nature délicate;
   f) des mécanismes et méthodes pour concevoir un mécanisme acceptable d'établissement des prix de transfert;
   g) un plan de contrôle de la conformité au code de conduite comportant des vérifications indépendantes;
   h) des pénalités en cas de violation du code et le recours à un arbitre neutre.
3. Au moins 90 jours avant le début des activités de pré-construction, le promoteur doit convaincre l'Office que les contrats de transport à long terme nécessaires ont été signés pour le pipeline de la vallée du Mackenzie.
4. Le promoteur soit désigné société du Groupe 1 et qu'il dépose des rapports de surveillance trimestriels, tel qu'il est indiqué dans le *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits* et la rubrique BB du Guide de dépôt de l'Office intitulée *Rapports de surveillance financière*.
5. Le rendement du capital-actions du pipeline de la vallée du Mackenzie doit refléter le principe d'une prime de 221 points de base en sus de celui des autres sociétés du Groupe 1 assujetties à la formule immédiatement avant le 9 octobre 2009. Le rendement total sera établi en fonction du rendement du capital-actions et de la proportion du capital-actions par rapport au capital global.
6. Le coût de la dette doit correspondre au taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts obtenus pour le projet des créanciers de premier rang pour le Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership dans la mesure où cela reflète le coût de la dette du pipeline de la vallée du Mackenzie s'il s'agissait d'un pipeline autonome.
7. Le promoteur doit se servir d'une méthode d'amortissement qui lui permettrait de recouvrer 80 % du coût de ses actifs du pipeline de la vallée du Mackenzie au cours des 20 premières années de l'exploitation du pipeline de la vallée du Mackenzie à moins que l'Office détermine que cette méthode ne reflète plus la durée de vie économique du pipeline de la vallée du Mackenzie.
8. Le promoteur doit établir au départ deux zones tarifaires pour le pipeline de la vallée du Mackenzie.
9. La manière dont il conviendra de traiter tout agrandissement futur sur le plan des droits sera déterminée au moment de l'agrandissement selon ses circonstances particulières.
10. Le promoteur doit supprimer de l'article 20.4 des principes du Tarif les mots « Étant donné que tous les agrandissements prévisibles devraient avoir pour effet de réduire les droits existants » [TRADUCTION].
11. Dans les plus brefs délais, mais au plus tard le 31 décembre 2011, le promoteur doit supprimer de tous les documents tout passage dont le libellé a pour effet d'empêcher les expéditeurs de soulever des préoccupations au sujet des principes sur les droits et le Tarif devant l'Office.

12. Avant l'exploitation, il n'est pas obligatoire que la durée minimale d'un contrat de service sur le pipeline de la vallée du Mackenzie soit inférieure à 15 ans.

13. Le promoteur peut offrir le service interruptible uniquement aux expéditeurs qui ont souscrit du service garanti par contrat sur le pipeline de la vallée du Mackenzie.

14. Il n'est pas obligatoire de soumettre une proposition spéciale de service interruptible pour du gaz qui n'est pas conforme aux critères de teneur calorifique minimale prévus au Tarif.

15. En ce qui concerne le gaz transporté sur toute la longueur du pipeline en vertu d'un contrat de 15 ans, le promoteur doit exiger une prime de 0,15 $ le gigajoule en sus du droit exigible en vertu d'un contrat de 20 ans.

16. Le 31 décembre 2011 au plus tard, à la suite de consultations auprès des expéditeurs éventuels et du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, le promoteur doit avoir déposé des renseignements détaillés sur les critères économiques à satisfaire pour des canalisations latérales de livraison devant être construites par le pipeline de la vallée du Mackenzie, lui appartenir, et être intégrées dans sa base tarifaire.

17. Le promoteur doit inclure dans ses principes d'établissement des droits et du Tarif une exigence voulant que les installations de comptage et de détente de pression soient intégrées dans le coût du service du pipeline de la vallée du Mackenzie.

18. Le promoteur doit déposer un tarif dès qu'il lui sera raisonnablement possible de le faire, mais pas plus tard que le 31 décembre 2011.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Anne-Marie Erickson
Secrétaire de l'Office

Annexe M
Conditions qui s'appliquent au réseau de collecte Mackenzie

À moins d'indication contraire dans la condition, les *activités pré-construction* englobent notamment ce qui suit : le déboisement et le nivellement en prévision de la mise en place de l'infrastructure, la construction et l'exploitation des baraquements, l'aménagement des sites d'emprunt, des routes et des pistes d'atterrissage, le compactage de neige, le transport et le stockage du carburant et des matériaux, et la réalisation des études géotechniques nécessaires à la construction du projet pipelinier.
Les activités pré-construction peuvent aussi comprendre le déboisement de l'emprise, sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, mais elles excluent les travaux courants d'arpentage ou la collecte de données.

À moins d'indication contraire dans la condition, les activités relatives à la *pose des canalisations* englobent le dégagement de la végétation à proximité des franchissements de cours d'eau et sur les pentes sensibles au dégel, de même que les travaux de nivellement, le creusement des tranchées et les autres formes de préparation de l'emprise et des sites des stations qui peuvent avoir un impact sur l'environnement, jusqu'à l'étape du nettoyage final et de la remise en état.

À moins d'indication contraire, *les consultations* du promoteur dont il est fait mention dans une condition doivent inclure ce qui suit de la part du promoteur :

a) fournir ou accorder à la partie à consulter,
   i) un avis présenté avec suffisamment de précisions pour permettre à la partie visée d'établir son point de vue sur la question;
   ii) une période d'une durée raisonnable pour établir son point de vue;
   iii) l'occasion de présenter ce point de vue à la partie qui mène la consultation;
b) examiner intégralement et objectivement tout point de vue ainsi présenté.

À moins d'indication contraire dans la condition, *meilleure technique existante* (MTE) s'entend d'une technique de rendement supérieur en matière d'émissions qui est disponible sur le marché à un coût raisonnable au moment où elle est requise pour le projet et qui atteint les buts de prévention de la pollution et d'efficacité énergétique.

À moins d'indication contraire dans la condition, *pratique de gestion exemplaire* (PGE) s'entend d'une pratique ou d'un procédé de protection environnementale à la fois novateur, dynamique et amélioré qui contribue à une mise en valeur responsable sur le plan de l'environnement. Les PGE sont soit des lignes directrices officielles ou des procédés généralement acceptés et reconnus comme étant des pratiques exemplaires par les organismes de réglementation et les associations industrielles.

Conditions qui s'appliquent à la fois au pipeline de la vallée du Mackenzie et au réseau de collecte Mackenzie

Généralités

1. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur doit veiller à ce que les installations approuvées soit conçues, situées, construites, mises en place et exploitées conformément aux engagements, normes et devis, politiques, procédures, mesures d'atténuation et autres renseignements qui sont mentionnés dans sa demande, dans l'énoncé des incidences environnementales ou dans d'autres dépôts, ou dont il a autrement convenu au cours de l'audience GH-1-2004 et du processus d'examen de la Commission d'examen conjoint.

2. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur doit respecter toutes les dates limites de dépôt et les dates d'achèvement précisées dans les présentes conditions.

Avant le début des activités pré-construction

3. Pour regrouper l'ensemble des procédures concernant la protection de l'environnement, des mesures d'atténuation et des engagements en matière de surveillance qu'il a définis à l'égard des activités pré-construction et les communiquer au personnel de chantier et aux inspecteurs de l'ONÉ, le promoteur doit soumettre un plan de protection de l'environnement (PPE) à l'approbation de l'ONÉ au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction. Le PPE peut se composer de plusieurs plans distincts établis par région ou par zone de projet, si nécessaire.

   Le PPE pré-construction détaillera ce qui suit :

   a) la portée et la zone d'application du PPE;

   b) les procédures et mesures de protection de l'environnement, y compris les critères de décision concernant le moment et l'opportunité de les appliquer, des plans et des dessins propres aux sites, les mesures d'atténuation et la surveillance des activités pré-construction;

   c) un plan de prévention de l'exhaure de roches acidifères comprenant le testage de la roche de carrière débitée et exposée pendant l'aménagement de l'infrastructure, du banc d'emprunt et de la carrière, et des dispositions concernant l'élimination en toute sécurité ou le traitement des matériaux inappropriés, s'il y a lieu;

   d) des renvois aux autres plans et manuels de protection de l'environnement dont le personnel de chantier et les inspecteurs ont besoin;

   e) la preuve que des consultations ont eu lieu avec les autorités réglementaires et les experts gouvernementaux compétents dans la zone d'application du PPE.

4. Pour assurer la sécurité des travailleurs et du public ainsi que la protection de l'environnement unique du Nord au cours des travaux de construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au moins 60 jours avant le début des activités pré-construction, un plan d'intervention en cas d'urgence qui prévoit des services d'évacuation médicale 24 heures sur 24, des mesures d'intervention-incendie et d'intervention en cas de déversement de carburant ou de produits chimiques dangereux, ainsi que des dispositions touchant la sécurité. Le plan d'intervention en cas d'urgence sera établi de concert avec Affaires indiennes et du Nord Canada, la Garde côtière canadienne, Transports Canada, Environnement Canada, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et la Commission Inuvialuit d'administration des terres, selon le cas, et comprendra notamment ce qui suit :

   a) une description de la portée du plan, c'est-à-dire l'infrastructure du projet, la zone géographique et la période couvertes;

   b) les exigences relatives à la formation et à l'orientation des employés de la société et du personnel des entrepreneurs;

   c) un répertoire des produits pétroliers, produits chimiques et autres substances dangereuses qui seront transportés, entreposés et/ou utilisés aux étapes de la pré-construction et de la construction, y compris les fiches signalétiques correspondantes;

   d) une description des installations de stockage et des emplacements des produits et substances répertoriés en c);

   e) une indication des ressources (équipement et personnel) qui doivent exister sur place et/ou être disponibles pour intervenir en situation d'urgence;

   f) des précisions sur les partenaires d'aide mutuelle et l'emplacement des ressources (équipement et personnel) qu'ils pourraient fournir en situation d'urgence;

   g) les procédures d'intervention à suivre en cas de déversements, de rejets, d'incendies, d'urgences médicales et de problèmes de sûreté, y compris le système de signalement et de notification des incidents;

   h) une indication des lieux d'entreposage de l'équipement d'intervention en cas d'incendie ou de déversement et une description des trousses de lutte contre les déversements exigées pour les véhicules;

   i) un répertoire téléphonique des représentants de la société, des entrepreneurs, des organismes gouvernementaux et de la collectivité, qui décrit leurs rôles respectifs et besoins en matière d'information;

   j) les procédures de nettoyage et d'élimination des rebuts produits;

   k) une indication des lieux de rassemblement pour les évacuations d'urgence des baraquements et installations;

   l) l'emplacement des services médicaux d'urgence et une description de leurs capacités;

   m) les exigences concernant un accès 24 heures sur 24 à des services d'évacuation médicale d'urgence;

   n) des cartes montrant l'emplacement de l'emprise et des éléments d'infrastructure, comme les baraquements, les routes d'accès, les aires de stockage d'équipement, les sites d'accostage de barges et les sites d'emprunt, pour faciliter l'aiguillage du personnel de première intervention.

5. Pour assurer la sécurité des travailleurs et du public dans l'environnement unique du Nord, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un manuel de sécurité pendant la construction au moins 60 jours avant le début des activités pré-construction.

6. Pour confirmer que la stabilité du terrain et les effets du changement climatique pendant la durée de vie théorique du projet ont été pris en compte dans la conception des pentes, des franchissements de cours d'eau et des méthodes d'atténuation de géorisques précis, le promoteur doit déposer un rapport, au plus tard six mois avant le début des activités pré-construction, qui comprend :

   a) une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour une série d'endroits représentatifs et des conditions supposant des scénarios de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser dans la vallée du Mackenzie;

   b) une description de la façon dont ces scénarios de température de limite supérieure peuvent influer sur la configuration des précipitations et les régimes d'écoulement dans la vallée du Mackenzie;

   c) une description de la façon dont le promoteur tiendra compte du changement potentiel de la configuration des précipitations dans la conception détaillée des pentes et des franchissements de cours d'eau pour le projet;

   d) les résultats des consultations tenues avec d'autres ministères ou régies compétents.

7. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier des mises à jour des cartes-tracés environnementales, au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction, et lui en soumettre toutes les modifications ultérieures à mesure qu'elles sont apportées.

8. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier un ou plusieurs calendriers de construction détaillés faisant état des principaux travaux à exécuter, au moins 30 jours avant le début des activités pré-construction et de la pose des canalisations, et doit l'aviser par la suite de toutes les modifications apportées aux calendriers, à mesure qu'elles surviennent.

9. Pour démontrer que les routes d'hiver du projet seront construites et exploitées d'une manière sécuritaire et acceptable sur le plan environnemental, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un manuel portant sur la construction, l'exploitation, l'entretien et la fermeture des routes d'hiver du projet, au moins 30 jours avant d'en commencer la construction. Le manuel précisera ce qui suit :

   a) la largeur requise, les exigences de déboisement et de nivellement, la pente maximale, la vitesse admissible, la signalisation et le poids maximal des véhicules;

   b) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour déterminer le moment où la route d'hiver sera prête à servir;

   c) des critères relatifs à l'épaisseur de glace sécuritaire pour la traversée de lacs, de rivières et de ruisseaux, de même que la fréquence d'établissement des profils glaciaires;

   d) les exigences réglementaires locales;

   e) les exigences relatives à l'aménagement et au retrait d'entassements de neige, de ponceaux, d'ouvrages de bachonnage et de ponts temporaires;

   f) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour la fermeture des routes.

10. Pour démontrer que le pipeline et les routes d'hiver du projet seront construits et exploités d'une manière sécuritaire et acceptable sur le plan environnemental, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction, une copie de tous les permis et de toutes les autorisations et lettres d'avis applicables émanant de ministères fédéraux, du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ou d'organismes de réglementation locaux, dont il est fait mention dans un PPE ou dans le manuel portant sur les routes d'hiver.

11. Le promoteur doit évaluer les technologies et les pratiques existantes propres à réduire les émissions de matières particulaires (MP) et de précurseurs de MP et d'ozone produites par les installations et les activités de construction, ainsi qu'adopter les PGE et MTE afin de réduire autant que possible les émissions de MP et de précurseurs de MP et d'ozone. Au moins six mois avant la construction des stations de compression et des stations de chauffage associées à l'installation de la région d'Inuvik, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont il les mettra en œuvre.

12. Le promoteur doit évaluer et mettre en œuvre les technologies et les pratiques existantes afin de réduire dans la mesure du possible les émissions de mercure, de dioxines et de furannes provenant des incinérateurs exploités dans les baraquements et les stations. Au moins 60 jours avant de mettre en service les baraquements et les stations, il doit présenter à l'ONÉ un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont il entend les mettre en œuvre.

13. Au moins 60 jours avant d'entamer la construction des stations, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un rapport exposant ce qui suit :
    a) la conception et les mesures d'exploitation précises qu'il a adoptées ou mettra en œuvre pour réduire au minimum les fuites et l'évacuation de méthane pendant l'exploitation du réseau, compte tenu des PGE mises au point par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Environnement Canada, le Canadian Energy Partnerships for Environmental Innovation et l'Association canadienne du gaz;
    b) la façon dont le promoteur a tenu compte de l'énergie de la chaleur résiduelle dans la conception de l'installation de la région d'Inuvik afin de réduire au minimum la consommation de gaz naturel comme combustible;
    c) le recours à des MTE dans la description des motocompresseurs utilisés pour le projet, notamment la taille, l'efficience et la conformité aux exigences de la Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes (1992) publiée par le Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME);
    d) les résultats des consultations tenues avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.
14. Pour démontrer que la conception a été vérifiée expérimentalement et que les entrées et les sorties des calculs de conception sont clairement définies pour les parcours terrestres, les pentes et les franchissements de cours d'eau, le promoteur doit présenter les renseignements suivants à l'ONÉ au moins six mois avant le début de la fabrication des tubes :
    a) une analyse des contraintes et des déformations, y compris toutes les données d'entrée et de sortie, les hypothèses, les méthodes et un schéma du procédé de calcul;
    b) une description détaillée et les résultats de tous les essais de vérification effectués à l'appui de l'analyse des contraintes et des déformations;
    c) une explication des écarts et des incertitudes, et le rapprochement des différences éventuelles pour ce qui concerne :
        i) les données d'entrée et de sortie de l'analyse des contraintes et des déformations;
        ii) les résultats des essais de vérification;
        iii) les spécifications définitives des propriétés des matériaux;
        iv) les charges, contraintes et déformations que les canalisations peuvent subir pendant le transport, la construction et l'exploitation;
    d) une description des processus de mise en œuvre des changements si les renseignements sur la conception et les spécifications des matériaux soumis à l'ONÉ en application des conditions 14 et 18 diffèrent de la conception détaillée et des propriétés réelles des matériaux.
15. Au moins 30 jours avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ un programme de contrôle de la qualité de l'air, mis au point de concert avec Environnement Canada, Santé Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, qui entrera en vigueur immédiatement avant le début de la construction et se poursuivra tout au long de celle-ci. Le programme détaillera ce qui suit :
    a) les conditions de base pré-construction;
    b) les emplacements des points de contrôle, indiqués sur une carte ou un schéma, leur justification et le calendrier d'installation;
    c) les méthodes de contrôle des constituants (MP, O_3, NO_2 et bruit) et le calendrier connexe;
    d) des précisions sur l'enregistrement, le traitement et la déclaration des données;
    e) les processus pour communiquer avec le public et répondre aux plaintes;
    f) des précisions sur les mesures complémentaires qui seraient adoptées suite aux contrôles effectués ou en raison de préoccupations continues, de même que les critères ou les seuils qui déclencheraient ces mesures.

    Le promoteur fournira un plan de permanence détaillant les mesures qui seraient maintenues à l'étape de l'exploitation suite aux contrôles effectués ou en raison de préoccupations continues, ainsi que les critères ou les seuils servant à déterminer à quel moment ces mesures ne seraient plus nécessaires.
16. Pour garantir que l'emprise, les baraquements et l'infrastructure de soutien soient entretenus, exploités puis laissés dans un état acceptable sur le plan environnemental après la construction du projet, le promoteur doit soumettre un plan de gestion des déchets à l'approbation de l'ONÉ, 90 jours avant le début des activités pré-construction. Le plan sera dressé de concert avec le gouvernement

des Territoires du Nord-Ouest, Affaires indiennes et du Nord Canada et Environnement Canada. Il tiendra compte de tous les types de rebuts associés à la construction du projet et visera à réduire au minimum les effets sur l'environnement ainsi qu'à garantir la sécurité des travailleurs et du public. Le plan traitera de la qualité de l'air, de la terre et de l'eau, des mesures à prendre pour éviter que les déchets attirent les animaux ainsi que de la prévention de feux non maîtrisés. La portée du plan doit englober :

a) l'élimination ou le traitement des matières dangereuses ou potentiellement dangereuses, ce qui comprend les produits pétroliers, les produits chimiques toxiques ou persistants, les déchets huileux, les liquides de dégivrage et les barils de carburant;

b) la gestion des déchets solides, y compris les métaux, les plastiques, les matières recyclables, la cendre des incinérateurs, l'équipement et les pièces de rechange, les accumulateurs, les matériaux de construction et les débris de construction;

c) la gestion des résidus de cuisine;

d) la gestion de la terre, de la neige et de la glace contaminées à la suite de déversements et d'opérations de dégivrage;

e) le traitement et l'élimination des eaux résiduaires (y compris les eaux usées domestiques et eaux grises);

f) le contrôle des émissions produites par les incinérateurs.

Le plan abordera les sujets suivants :

i) la sélection de technologies d'évaporation et d'incinération, et la justification des choix;

ii) la formation requise par les opérateurs;

iii) les exigences relatives à la séparation des déchets;

iv) le stockage provisoire des déchets;

v) le traitement des déchets;

vi) les méthodes d'évaluation des flux de déchets que l'on propose de rejeter dans l'environnement (p. ex. dans l'eau et l'atmosphère);

vii) la méthode d'élimination des flux de déchets que l'on propose de rejeter dans l'environnement;

viii) les installations et lieux définitifs d'élimination hors site, y compris la preuve que les installations en question ont été approuvées et sont conformes à la réglementation.

17. Pour atténuer le risque que la présence d'une zone localisée de faible ténacité à la rupture dans un joint soudé ou la zone adjacente n'ait des conséquences néfastes lorsque le pipeline subit les déformations prévues à de faibles températures d'exploitation, le promoteur doit :

a) déterminer la valeur minimale admissible de résistance à la propagation de l'ouverture à la pointe de la fissure *(crack tip opening displacement,* CTOD) pour le métal d'apport et la zone affectée par le chauffage dans les soudures circonférentielles, hélicoïdales (si possible) et longitudinales réalisées en usine, pour la température d'installation la plus basse et la déformation la plus sévère pouvant survenir pendant la construction ou l'exploitation. Les essais CTOD doivent être menés pour toutes les combinaisons de producteurs d'acier de tube et de fabricants de tubes et être représentatifs de la coulée de tubes applicables du projet ayant la teneur maximale en carbone équivalent;

b) déterminer la valeur minimale admissible de CTOD dans le cas des soudures circonférentielles réalisées sur le chantier, pour la température d'installation la plus basse et la déformation la plus sévère pouvant survenir pendant la construction ou l'exploitation. Les essais CTOD seront menés au moment de la conception du mode opératoire de soudage, pour toutes les combinaisons de producteurs d'acier de tube et de fabricants de tubes, et seront représentatifs de la coulée de tubes applicables du projet ayant la teneur maximale en carbone équivalent. Les dérogations aux modifications essentielles définies aux tableaux 7.3 et K1 de la norme CSA Z662-07 nécessitent une nouvelle qualification du mode opératoire de soudage et de nouveaux essais pour déterminer la valeur minimale admissible de CTOD;

c) déposer auprès de l'ONÉ les valeurs minimales admissibles de CTOD et les résultats des essais :

i) pour les soudures de qualification réalisées en usine, au moins 60 jours avant la fabrication du tube;

ii) pour les soudures circonférentielles de qualification réalisées sur le chantier, au moins 60 jours avant le soudage sur le chantier.

18. Pour prouver qu'il se conforme aux dispositions réglementaires, aux normes et aux pratiques techniques appropriées, ainsi que pour faciliter les vérifications effectuées par l'ONÉ, le promoteur doit présenter les renseignements suivants à l'ONÉ, lesquels doivent être finalisés avant l'achat des matériaux :

a) les spécifications des matériaux du projet pour les tubes, les raccords, les vannes, et les sas de départ et d'arrivée des racleurs, au moins 90 jours avant le début de la fabrication de chacun de ces éléments;

b) les spécifications relatives aux revêtements appliqués en usine sur les canalisations et les vannes enfouies ou exposées, au moins 90 jours avant l'application de chaque revêtement. Les spécifications doivent préciser les matériaux de revêtement, les méthodes d'application et les résultats des essais de vérification;

c) les spécifications des matériaux qui entreront dans la fabrication des stations, de l'installation de la région d'Inuvik et de la station de chauffage Trout Lake, de même que les normes pertinentes, les méthodes d'examen non destructif (END) et la fréquence des END, au moins 60 jours avant le début de la fabrication de chaque installation;

d) le programme d'assemblage dans le cas des soudures réalisées en usine, au moins 90 jours avant le début de la fabrication en usine des tubes, des composants ou des installations;

e) les spécifications relatives aux examens non destructifs effectués en usine, au moins 90 jours avant le début de chaque END;

f) les programmes d'assurance de la qualité propres au projet visant tous les matériaux, les composants et les procédés, au moins 90 jours avant la fabrication des composants de tubes et des installations.

19. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, pour faciliter la surveillance du projet par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier des rapports d'étape sur l'avancement du projet qui en résument les activités principales pour chaque chantier de pose, selon le calendrier suivant :

    a) mensuellement pendant les périodes actives de construction;

    b) aux deux mois à l'étape de la pré-construction et pendant les périodes d'inactivité.

    Ces rapports fourniront les renseignements suivants :

    i) une description de tout changement important à la conception du pipeline ou des installations;

    ii) la liste et les nombres actuels et cumulatifs d'incidents, d'accidents ou de situations dangereuses, au sens donné à ces termes dans les règlements pris en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie, de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada et du Code canadien du travail, Partie II;*

    iii) une description des principales activités prévues au cours de la période de rapport suivante;

    iv) les lieux et le calendrier proposé des essais de pression prévus, le cas échéant;

    v) les endroits où des essais de pression ont échoué, et la cause des échecs.

20. Pour prouver que les aspects relatifs à la sécurité et à la protection de l'environnement seront bien gérés aux étapes de la pré-construction et de la construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au début des activités pré-construction sur le chantier, un schéma de l'organisation du projet qui indique clairement les rôles et attributions des membres du personnel et la structure hiérarchique.

21. Au moins 30 jours avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ le plan de gestion des ressources patrimoniales, qui a été examiné par le Centre du patrimoine septentrional du Prince de Galles.

22. Au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ les résultats des consultations entourant la conclusion d'ententes de rémunération des services avec les collectivités touchées concernant l'utilisation des services ou de l'infrastructure communautaires.

23. Au moins 90 jours avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ des plans de diversité, incorporant le principe de l'égalité des sexes, qui s'appliqueront pendant les étapes de la construction et de l'exploitation du projet gazier Mackenzie. Ces plans doivent exposer :

    a) la façon dont les objectifs en matière de diversité seront déterminés;

    b) les objectifs concernant la diversité;

    c) les étapes à suivre pour atteindre les objectifs définis;

    d) l'engagement de fournir un milieu de travail sûr et sain;

    e) les étapes de la création d'un comité de gestion de la diversité;

    f) un système de surveillance et de rapport.

    Le promoteur exigera que ses entrepreneurs et sous-traitants se conforment à ses plans de diversité.

24. Pour réduire au minimum et pour corriger les conséquences néfastes de toute interaction entre la main-d'œuvre affectée à la construction du PGM et les collectivités vivant à proximité du projet, le promoteur mettra en place des baraquements fermés. Cette exigence vaudra pour tous les nouveaux baraquements proposés par le promoteur, ses entrepreneurs et ses sous-traitants.

25. Pour réduire au minimum et pour corriger les conséquences néfastes de toute interaction entre des travailleurs logés dans des baraquements ouverts existants qui seraient utilisés pour le projet et les collectivités vivant à proximité de ces baraquements, le promoteur informera l'ONÉ si des baraquements ouverts existants seront utilisés, directement ou indirectement, pour les besoins de la construction du projet. Dans les cas où il compte avoir recours à des baraquements ouverts existants et les laisser ouverts, le promoteur devra élaborer un plan pour réduire au minimum et corriger les conséquences néfastes de toute interaction avec les collectivités locales. Le plan sera conçu en collaboration avec les collectivités touchées, exposera les mesures précises à employer pour remédier aux conséquences néfastes et devra respecter les engagements pris par le promoteur. Ce dernier soumettra le plan à l'ONÉ au moins six mois avant le début des activités pré-construction.

26. Pour réduire au minimum et corriger les conséquences néfastes de toute interaction entre la main-d'œuvre affectée à la construction du PGM et les collectivités de Fort Good Hope et Tulita, le promoteur présentera à l'ONÉ, au moins six mois avant le début des activités pré-construction, un plan de surveillance des interactions entre les travailleurs de la construction et les collectivités en question. Le plan sera élaboré de concert avec les dirigeants de Fort Good Hope et Tulita, et comprendra ce qui suit :

    a) les dispositions prévues pour la surveillance des interactions;

    b) les mesures précises qui devront être prises si la surveillance permet de constater des interactions négatives;

    c) des consultations périodiques avec les deux collectivités touchées et des rapports de suivi concernant les interactions.

27. Au moins six mois avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ des plans relatifs à un programme officiel de résolution des différends qui sera mis en œuvre pendant la construction et l'exploitation du projet gazier Mackenzie. Les plans seront élaborés de concert avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, le gouvernement du Yukon et les autorités autochtones, et comprendront les éléments suivants :

    a) une description du processus permettant de saisir le promoteur ou les gouvernements des plaintes ou des différends liés au projet gazier Mackenzie;

    b) une description du processus suivant lequel les plaintes ou les différends soumis seraient acheminés aux personnes ayant la responsabilité d'y donner suite et une description des rôles et des responsabilités de tout interlocuteur intervenant dans l'évaluation d'une plainte ou d'un différend ou dans la suite à donner;

    c) une description du processus de résolution des plaintes reçues ou des différends;

    d) une description des protocoles établis aux fins du renvoi et de la résolution d'une plainte ou d'un différend;

    e) une description des mécanismes de recours dans le cas de plaintes ou de différends non résolus ou résolus de façon insatisfaisante;

    f) une description du processus à utiliser pour communiquer avec les collectivités et pour les informer du programme de résolution des différends.

28. Avant le début des activités pré-construction, le promoteur doit déposer des renseignements sur l'embauche de résidents locaux à titre de surveillants pour assurer la vérification de la conformité et la surveillance des effets environnementaux dans le cadre du projet gazier Mackenzie, y compris :

    a) la nature des activités devant être suivies;

    b) des descriptions d'emploi précises pour les postes de surveillants;

    c) des précisions sur la formation qui sera offerte aux surveillants pour leur permettre de remplir leurs fonctions;

    d) la confirmation que les surveillants ont été engagés.

29. Pour réduire au minimum les incidences du projet sur les espèces fauniques, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ, avant le dépôt du tracé détaillé du pipeline et au plus tard 90 jours avant le début des activités pré-construction, un ou plusieurs plans de protection et de gestion portant sur la faune en général ainsi que des plans spécifiques visant chacune des espèces suivantes : le caribou des bois, le caribou de la toundra, le grizzli, l'ours blanc et le carcajou. Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent préciser les objectifs à atteindre, la zone comprise dans chaque plan ainsi que les zones d'influence présumées des activités du projet et la justification des hypothèses posées à cet égard. Le plan de protection et de gestion de la faune peut consister en plusieurs plans distincts établis par région ou par zone de projet, si nécessaire.

    Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent comprendre les éléments suivants :

    a) les résultats des relevés pré-construction, y compris les relevés visant des espèces en péril inscrites au Registre public (Annexe 1) de la ***Loi sur les espèces en péril*** (espèces inscrites) sauf si le ministre a déterminé que leur rétablissement n'est pas possible, et les endroits où ont été observées des espèces classées en péril ou pouvant être en péril selon l'évaluation la plus récente du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada et les plus récentes classifications de situation générale établies pour les Territoires du Nord-Ouest;

    b) des mises à jour des évaluations des incidences visant des espèces inscrites suivant la ***Loi sur les espèces en péril***, lesquelles évaluations doivent être effectuées directement sur les espèces inscrites, dans la mesure du possible, plutôt qu'en utilisant une ou plusieurs espèces indicatrices;

    c) des mesures d'atténuation, y compris :

        i) les mesures permettant d'éviter ou de réduire au minimum les perturbations, notamment les perturbations linéaires et les effets de la fragmentation de l'habitat, les perturbations sensorielles et les obstacles aux déplacements;

        ii) l'ordonnancement des activités du projet de manière à réduire au minimum les perturbations causées aux espèces fauniques;

        iii) des mesures visant à réduire au minimum l'empreinte laissée par les travaux de mise en valeur dans des habitats qui assurent la survie des espèces inscrites;

        iv) des mesures pour limiter les couloirs de déplacement des prédateurs le long de l'emprise;

        v) des procédures pour éviter de perturber d'éventuelles aires de mise bas;

        vi) la gestion des accès, notamment au moyen de consultations publiques;

        vii) des protocoles et des activités d'éducation et de sensibilisation pour gérer les interactions entre la faune et les humains, y compris des mesures visant à limiter la récolte d'animaux et à dissuader les espèces sauvages, en particulier les ours, d'entrer dans les baraquements et les autres installations;

        viii) des mesures propres à réduire les perturbations causées à la faune et aux oiseaux migrateurs par la circulation terrestre associée au projet, notamment sur les routes d'accès et l'emprise, et la circulation aérienne;

        ix) toutes les mesures de protection de la faune prévues dans d'autres plans de gestion liés au projet, ou des renvois à ces mesures;

    d) des protocoles de surveillance et de gestion adaptative, notamment :

        i) l'établissement et le maintien de liens avec les programmes régionaux;

        ii) les protocoles à employer pour les relevés afin d'éviter ou de prévenir les incidences sur la faune;

        iii) des plans de surveillance des réactions de la faune aux activités du projet, à toutes les étapes de ce dernier;

        iv) des protocoles pour documenter la perte et la modification d'habitat, ainsi que les incidents, les interactions et les cas de mortalité de la faune;

        v) des mécanismes permettant d'évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation, des critères pour déterminer le besoin et la façon de les adapter, ainsi que les mesures proposées pour maîtriser des effets imprévus;

e) des plans de mise en œuvre, y compris :

i) des précisions sur la façon dont le promoteur mettra ses plans en application;

ii) les mesures que le promoteur prendra pour permettre la participation de surveillants locaux;

iii) le processus de mise à jour du plan de protection à mesure que les lacunes en matière d'information sont comblées, y compris les stratégies de rétablissement des espèces inscrites et les plans d'action;

f) les méthodes de suivi et de rapport concernant le ou les plans de protection et de gestion de la faune, et la façon de les mettre en œuvre;

g) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, Environnement Canada et les conseils de gestion de la faune compétents.

À l'appui de ses plans de protection et de gestion de la faune, le promoteur, outre les prescriptions de la condition 29, doit mettre en application des exigences propres à des espèces précises, énoncées ci-après dans les conditions 30 à 36.

30. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) en ce qui touche le caribou des bois :

a) l'échéancier et les dates déterminés pour l'exécution des activités liées au projet afin d'éviter ou de réduire au minimum les conflits avec les déplacements des caribous ou les délicates périodes d'alimentation et de mise bas;

b) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le Groupe de travail Dehcho sur la population boréale de caribou des bois.

31. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) en ce qui touche le caribou de la toundra :

a) l'échéancier et les dates déterminés pour l'exécution des activités liées au projet afin d'éviter ou de réduire au minimum les conflits avec les déplacements des caribous ou les délicates périodes d'alimentation et de mise bas;

b) des plans pour gérer les effets du projet sur la harde de caribous de la Porcupine que peut entraîner une utilisation accrue de la route de Dempster en raison de la circulation liée au projet;

c) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le Porcupine Caribou Management Board et le gouvernement du Yukon.

32. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) en ce qui touche le grizzli :

a) un plan prévoyant l'exécution de relevés annuels des tanières du grizzli aux étapes de la pré-construction et de la pose des canalisations, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir;

b) les mesures d'atténuation proposées pour éviter de perturber les tanières du grizzli;

c) l'engagement de déposer annuellement auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et des conseils de gestion de la faune compétents, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir, les résultats des relevés des tanières du grizzli effectués aux étapes de la pré-construction et de la pose des canalisations.

33. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) :

a) des mesures d'atténuation pour éviter de créer un habitat de prédilection du bison;

b) un programme de surveillance pour déceler l'utilisation de l'emprise du projet gazier Mackenzie par le bison des bois et une démarche pour élaborer des mesures d'atténuation avec la collaboration du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest si le bison des bois commence à utiliser l'emprise du projet.

34. Le promoteur inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) :

a) les résultats d'un relevé effectué dans les parties de la zone d'étude locale où le râle jaune et le crapaud de l'Ouest pourraient survenir, selon l'évaluation la plus récente effectuée par le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada, afin de confirmer la présence ou l'absence de ces espèces;

b) les mesures d'atténuation et de surveillance proposées relativement au râle jaune et au crapaud de l'Ouest, selon les résultats du relevé;

c) la preuve que des consultations ont eu lieu avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

35. Le promoteur doit faire état dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) de son engagement d'exécuter des relevés et des programmes de surveillance concernant le hibou des marais et le quiscale rouilleux, avant, pendant et après la construction, et de déposer les renseignements connexes auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

36. Le promoteur doit inclure dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition 29) des mesures d'atténuation spécifiques aux rapaces, notamment les faucons pèlerins, les pygargues à tête blanche et les aigles royaux. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, ces mesures d'atténuation comprendront les restrictions suivantes à l'égard des activités ou des installations liées au projet :

    a) pour les structures permanentes, les perturbations à long terme de l'habitat (p. ex. emprise du pipeline, route, carrière, baraquements, etc.), l'accès par voie terrestre ou aérienne et le dynamitage, conserver une distance de recul de 1 000 m par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces;

    b) pour le survol d'aéronefs, conserver une distance de recul de 760 m au-dessus du sol par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces.

Avant la pose des canalisations

37. Le promoteur doit exécuter un programme de vérification géotechnique à l'appui de la conception finale et de la construction des installations liées au projet et déposer auprès de l'ONÉ, au plus tard 90 jours avant la pose des canalisations ou la construction d'une station :

    a) des copies des diagraphies de sondage et les résultats des levés géophysiques effectués;

    b) une évaluation mise à jour des conditions du pergélisol, de la glace de sol et du terrain le long du réseau de collecte Mackenzie, notamment, le cas échéant, des copies de toute l'information publiée au sujet des conditions du pergélisol, de la glace de sol et du terrain et utilisée pour l'évaluation.

38. Pour regrouper l'ensemble des procédures concernant la protection de l'environnement, des mesures d'atténuation et des engagements en matière de surveillance qu'il a définis à l'égard des opérations de pose des canalisations et les communiquer au personnel de chantier et aux inspecteurs de l'ONÉ, le promoteur doit soumettre un plan de protection de l'environnement à l'approbation de l'ONÉ au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations. Le PPE peut se composer de plusieurs plans distincts établis par région ou par zone de projet, si nécessaire.

    Le PPE concernant la pose des canalisations détaillera ce qui suit :

    a) la portée et la zone d'application du PPE;

    b) les procédures et mesures de protection de l'environnement, y compris les critères de décision concernant le moment et l'opportunité de les appliquer, des plans et des dessins propres aux sites, les mesures d'atténuation et les activités de surveillance des opérations relatives à la pose des canalisations;

    c) un plan de prévention de l'exhaure de roches acidifères incorporant le testage de la roche de carrière débitée et exposée pendant le creusement des tranchées, l'aménagement du banc d'emprunt et celui de la carrière, ainsi que des dispositions concernant l'élimination en toute sécurité ou le traitement des matériaux inappropriés, s'il y a lieu;

    d) un plan de remise en état et de maintien de l'emprise qui précise des buts de remise en état mesurables et des méthodes visant à prévenir le plus possible l'introduction de plantes envahissantes, et décrit les mesures qui seront prises pour optimaliser le rétablissement de la végétation;

    e) des renvois aux autres plans et manuels de protection de l'environnement dont le personnel de chantier et les inspecteurs ont besoin;

    f) la preuve que des consultations ont eu lieu avec les autorités réglementaires et les experts gouvernementaux compétents dans la zone d'application du PPE.

39. Pour promouvoir la sécurité du pipeline et la protection de l'environnement, et faire avancer les connaissances sur les effets de la construction et de l'exploitation de pipelines en milieu pergélisolé, le promoteur doit concevoir un programme de surveillance des effets liés au projet. Le programme visera à :

    a) suivre les effets de l'environnement du point de vue de l'intégrité du pipeline;

b) suivre les effets à long terme de la construction et de l'exploitation du pipeline sur le milieu naturel;

c) confirmer la validité des hypothèses et de l'approche de conception, et suivre les effets des méthodes de construction et d'exploitation utilisées dans le cadre du projet.

Le programme tiendra compte des résultats du programme de vérification géotechnique, de l'évaluation des géorisques et des constatations faites pendant la construction, et il sera mis au point en collaboration avec Affaires indiennes et du Nord Canada, Ressources naturelles Canada et Pêches et Océans Canada. Le programme traitera de questions telles que les variations des régimes thermiques et leurs effets sur l'environnement, notamment le tassement dû au dégel, le soulèvement dû au gel, la stabilité des pentes, l'affouillement aux franchissements de cours d'eau, les aufeis, l'obstruction du drainage ainsi que du passage des poissons et l'érosion, et de la façon dont ces éléments seraient touchés par des modifications successives à la configuration des stations de compression. Le programme relèvera en outre les problèmes existants et potentiels à ces égards et indiquera les méthodes de surveillance à employer, les emplacements de l'instrumentation et la fréquence des activités de surveillance. Les résultats du programme seront incorporés dans les programmes de gestion de l'intégrité et de protection environnementale du promoteur, lequel déposera les renseignements suivants auprès de l'ONÉ :

i) au plus tard 90 jours avant le début de la pose des canalisations, à des fins d'approbation, un rapport qui expose la portée du programme, ses objectifs, les méthodes et la fréquence de surveillance ainsi que les critères de sélection des emplacements de l'instrumentation;

ii) le 1er avril de chaque année subséquente de la construction du pipeline, les endroits où le promoteur a décidé d'exercer une surveillance, la justification des choix effectués, l'instrumentation requise et le moment de sa mise en place;

iii) au plus tard le 30 novembre de chaque année, un rapport exposant les résultats du programme et les plans d'atténuation ou d'intervention arrêtés pour remédier aux problèmes relevés.

40. Au moins 60 jours avant le début de la pose des canalisations, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un manuel de sécurité pendant la construction, pour qu'il l'approuve.

41. Au moins 60 jours avant le début de la construction, le promoteur doit présenter à l'ONÉ les devis définitifs relatifs à la construction du pipeline et aux installations. La portée et le niveau de détail des devis doivent être suffisants pour permettre d'établir si les devis sont convenables avant le début de la pose des canalisations et de la construction des installations.

42. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier des mises à jour des cartes-tracés techniques et environnementales au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations, et lui en soumettre toutes les modifications ultérieures, à mesure qu'elles sont apportées.

43. Au moins 60 jours avant le début de la pose des canalisations, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ les spécifications concernant les matériaux de rembourrage et les remblais de remplacement. Les spécifications détailleront les dispositions qui seront prises pour garantir que les matériaux de remplacement sont libres de matières susceptibles d'endommager le pipeline, son revêtement ou l'environnement.

44. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, pour établir l'efficacité des plans conçus par le promoteur afin de corriger l'effet du tassement du remblai dans les tranchées du projet, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au plus tard 90 jours avant le début de la pose des canalisations, un rapport qui détaille ce qui suit :

a) les méthodes qui seront utilisées pour déterminer la qualité et la quantité de matériaux de remblai importés qui seront nécessaires pour corriger un tassement excessif de la tranchée;

b) la période et les méthodes de transport et de stockage des matériaux de remblai;

c) les méthodes qui seront employées pour évaluer le besoin de remblais de remplacement supplémentaires et y répondre, ou pour gérer un éventuel excédent de matériaux de remblai à l'étape du nettoyage final et de la remise en état;

d) les méthodes et les lieux d'élimination des matériaux excavés excédentaires qui ne sont pas requis pour le remblayage;

e) la preuve que des consultations ont eu lieu avec les gestionnaires des terres et les régies compétentes.

45. Pour démontrer qu'il a évalué convenablement les géorisques et prévu les mesures d'atténuation appropriées, ainsi que pour faciliter la surveillance par l'ONÉ au cours de l'exploitation du projet, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations, une évaluation des géorisques pour le projet qui décrit :

a) sa méthode d'évaluation des géorisques ainsi que la liste des géorisques qui, seuls ou combinés à d'autres, ont été relevés le long du tracé et ont une probabilité raisonnable d'affecter le projet;

b) les mesures à mettre en œuvre pour atténuer les géorisques individuels ou combinés à d'autres;

c) les critères décisionnels relatifs à la mise en œuvre des mesures d'atténuation des géorisques relevés au cours de la construction;

d) les titres de compétence du personnel appelé à prendre des décisions sur la conception et la mise en œuvre;

e) les exigences de surveillance permanente.

46. Pour démontrer que le pipeline est conçu de manière à pouvoir résister aux charges prévues associées au soulèvement dû au gel et au tassement dû au dégel, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un rapport qui résume les conclusions de l'analyse de conception finale portant sur les effets du soulèvement dû au gel et du tassement dû au dégel pour les portions terrestres du tracé, au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations. S'il ressort de l'analyse que la demande de déformation au cours de la durée de vie théorique du pipeline pourrait excéder la capacité de déformation des matériaux (sans égard à l'effet de mesures d'atténuation secondaires), le rapport doit exposer les mesures secondaires propres à chaque site qui seront incorporées dans la conception ou le programme de gestion de l'intégrité pour éviter le dépassement des seuils critiques de déformation.

47. Le promoteur doit effectuer une analyse des risques afin de cerner les risques ou problèmes raisonnablement prévisibles qui pourraient surgir au cours des travaux de forage dirigé horizontal (FDH), d'après les données propres à chaque site, et dresser des plans d'urgence à l'égard de chaque franchissement par FDH. Il doit présenter l'analyse des risques et les plans d'urgence à l'ONÉ au moins 60 jours avant le début de la construction d'un franchissement de cours d'eau par la méthode de FDH. Les plans doivent relever et résoudre, le cas échéant, les problèmes propres au site, tels que la présence d'un pergélisol riche en glace ou d'autres conditions géotechniques potentiellement défavorables.

48. Pour faciliter les inspections de l'ONÉ pendant la construction et la surveillance à l'étape de l'exploitation, ainsi que pour confirmer qu'aucun changement important n'a été apporté à la méthode de conception des pentes, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ un rapport final sur la méthode de conception des pentes, une fois la conception finale terminée et au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations. Le rapport comprendra les renseignements suivants :

a) la méthode de conception des pentes, les exigences en matière de données, les techniques d'évaluation et un inventaire pré-construction des pentes;

b) les révisions apportées aux angles de talus seuils et aux critères relatifs aux pentes longitudinales et transversales critiques, à la lumière des conclusions découlant de la conception finale et des études géotechniques complémentaires;

c) le coefficient de sécurité visé dans la conception des pentes longitudinales et transversales;

d) des précisions sur les systèmes passifs de refroidissement du sol sélectionnés, y compris le nombre, l'emplacement, le type, le réfrigérant, les schémas types, la protection contre la corrosion et la méthode de mise en place;

e) des précisions sur les méthodes d'isolation en surface choisies, y compris le type, la source, l'épaisseur et les mesures d'atténuation prescrites pour prévenir l'introduction de mauvaises herbes nuisibles (s'il y a lieu);

f) des précisions sur les exigences en matière de lutte contre l'érosion, y compris les schémas types et l'espacement requis des banquettes de détournement, bouchons et fossés;

g) les résultats de l'analyse thermique montrant les prévisions de la profondeur de dégel à 10 ans et 25 ans pour les configurations de démarrage en fonction des méthodes choisies d'atténuation thermique sur les pentes sensibles au dégel excédant la longueur de pente critique, les pentes définies comme potentiellement préoccupantes du point de vue de la stabilité qui ne peuvent être évitées grâce à la modification du tracé, ainsi que les pentes qui sont dotées d'une instrumentation ou le seront à l'étape de la construction;

h) les schémas de conception types pour diverses conditions de pentes;

i) la conception particulière des pentes sensibles au dégel excédant la longueur de pente critique;

j) un tableau synthèse des sites exigeant une conception de pente particulière, qui indique l'emplacement et le numéro d'identification de la pente, l'angle de talus, la longueur et la hauteur de pente, l'orientation, les conditions de sol réelles

ou présumées, la nature du problème propre au site et les mesures d'atténuation proposées;

k) un plan d'intervention concernant la stabilité des pentes qui expose les mesures que prendra le promoteur, et leur calendrier de mise en œuvre, si la surveillance révèle que le coefficient de sécurité d'une pente est en deçà du coefficient de conception ou si la profondeur de dégel dépasse les valeurs prévues.

49. Le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ un manuel des modifications de chantier relatives aux pentes, au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations. Le manuel doit définir ce qui suit :

a) des critères précis concernant la mise en œuvre de changements du point de vue de la conception, du nivellement, des matériaux, des procédés d'installation, des mesures de stabilisation thermique, des mesures d'atténuation de l'érosion et de la surveillance;

b) les détails des compétences que doivent posséder le personnel chargé de la mise en application du manuel;

c) les consultations requises auprès d'autres experts et autorités réglementaires et la portée de telles consultations.

50. Pour protéger les activités traditionnelles de pêche contre les effets délétères des franchissements de cours d'eau exigés par le projet, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations, la série définitive d'arbres de décision proposée pour gérer les conséquences du projet gazier Mackenzie sur le poisson et son habitat, ce qui comprend :

a) un exposé du processus décisionnel, les critères de décision et les choix sur le plan de l'atténuation;

b) une description de la façon dont le promoteur tiendra compte de l'importance que l'habitat du poisson et les populations de poisson revêtent pour les collectivités locales et les pêcheurs;

c) la preuve que des consultations au sujet des arbres de décision ont eu lieu avec Pêches et Océans Canada ainsi qu'avec les conseils de gestion et organismes compétents.

51. Pour démontrer que la conception des franchissements de cours d'eau incorpore des mesures adéquates de protection contre l'affouillement et d'atténuation des effets thermiques ainsi que pour faciliter les inspections menées par l'ONÉ pendant la construction, le promoteur soumettra les renseignements suivants à l'approbation de l'ONÉ au moins 90 jours avant le début de la pose des canalisations :

a) un inventaire révisé des franchissements de cours d'eau et de plans d'eau, en format PDF et sous forme de tableur MS Excel, qui indique le nom, l'identificateur numérique et les coordonnées du cours d'eau, la catégorie de cours d'eau, la largeur de la surface mouillée, la méthode de construction, le type de conception, la profondeur d'enfouissement minimum, la navigabilité, l'état de l'habitat du poisson et le niveau d'évaluation;

b) les schémas et plans détaillés de conception finale de tous les franchissements de cours d'eau et de plans d'eau qui appellent une conception particulière, y compris les franchissements pour FDH, indiquant le niveau théorique des crues, le potentiel calculé d'affouillement vertical et latéral et le détail des mesures d'atténuation thermiques, de l'érosion, de l'affouillement et du ruissellement souterrain proposées;

c) les schémas détaillés de conception finale représentant la conception type des franchissements à ciel ouvert et des franchissements isolés pour les cours d'eau classés dans les catégories suivantes : Lacs, Actif I, Actif II et Chenaux végétalisés, ainsi que le détail des mesures d'atténuation thermiques, de l'érosion, de l'affouillement et du ruissellement souterrain proposées;

d) une analyse sur 25 ans de la croissance des bulbes de gel pour la configurations de démarrage, y compris les prévisions relatives à la demande de déformation/capacité de déformation disponible et aux dimensions des bulbes de gel, pour tous les franchissements de types suivants : Gros cours d'eau, FDH, Actif I et Actif II;

e) la preuve que des consultations sur la conception des franchissements de cours d'eau ont eu lieu avec Pêches et Océans Canada.

52. Pour faciliter la surveillance par l'ONÉ, le promoteur doit fournir à ce dernier un préavis d'au moins 30 jours concernant la qualification des procédures automatisées d'examen non destructif par ultrasons qui seront utilisées pour les soudures réalisées en usine et les soudures circonférentielles de chantier.

53. Le promoteur doit mettre au point un programme d'assemblage et le présenter à l'ONÉ au moins 30 jours avant d'effectuer les essais de qualification des modes opératoires de soudage visant :

a) les soudures circonférentielles de production, de raccordement et de réparation réalisées sur le chantier (pipelines);

b) le soudage des installations liées au projet.

Le programme d'assemblage comprendra :

i) les exigences concernant la qualification des soudeurs;

ii) les exigences relatives à la qualification et aux fonctions des inspecteurs de soudage;

iii) les spécifications des modes opératoires de soudage;

iv) les spécifications relatives à l'examen non destructif;

v) le programme d'assurance de la qualité des soudures de chantier et des modes opératoires de soudage;

vi) toute information complémentaire à l'appui du programme d'assemblage.

54. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier les registres de qualification des modes opératoires de soudage et des procédures d'examen non destructif, dans les 30 jours suivant l'achèvement des essais de qualification.

55. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ, le promoteur doit présenter à ce dernier les spécifications relatives aux revêtements appliqués sur le chantier, au moins 60 jours avant le début de la pose de canalisations.

Pendant la construction

56. Pour faciliter les inspections par l'ONÉ à toutes les étapes de la construction, le promoteur doit fournir, sur demande et à un coût raisonnable pour l'ONÉ, un soutien logistique aux membres du personnel de l'ONÉ qui inspectent les travaux de construction et de remise en état. (Il est entendu que la portée du soutien offert se limitera à ce qui suit : transport du personnel et des véhicules de l'ONÉ aux camps éloignés, ravitaillement en carburant et entretien des véhicules, repas et hébergement, bureaux de travail et moyens de communication.)

57. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur doit soumettre les installations approuvées à des essais de pression hydrostatiques. Le programme d'essai sous pression, qui doit confirmer le respect des normes, exigences réglementaires et codes pertinents, doit être soumis à l'approbation de l'ONÉ au moins 60 jours avant le début des essais de pression. Si un essai hydrostatique n'est pas réalisable, le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ ses procédures relatives à des essais de pression à l'air, au moins 60 jours avant le début des essais à l'air. Le programme d'essai comprendra ce qui suit :

a) des renseignements établissant que l'essai d'étanchéité permet de déceler des fuites de même grandeur qu'un essai hydrostatique comparable;

b) des renseignements établissant que le pipeline présente des propriétés de résilience (résistance à l'effet d'entaille) adéquates;

c) une description des mesures de sécurité précises qui seront mises en œuvre pendant les essais de pression;

d) la confirmation qu'un essai d'étanchéité a été exécuté avec succès avant que le tronçon de pipeline ne soit installé dans un cours d'eau, un lac ou un étang.

58. Pour permettre de vérifier la mise en œuvre des plans et procédures du promoteur en matière de contrôle et d'assurance de la qualité, le promoteur doit déposer pendant la construction des rapports sommaires mensuels exposant les cas de non-conformité aux devis de conception et de construction et aux spécifications des matériaux, ainsi que les mesures prises pour y remédier.

Avant le début de l'exploitation

59. Le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ, au moins 90 jours avant la date prévue du début de l'exploitation, les éléments du programme de protection environnementale visant l'exploitation et l'entretien du pipeline qui est prescrit à l'article 48 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, notamment, mais sans s'y limiter, les politiques, pratiques et procédures concernant :

a) la formation continue des employés et des exploitants sur les questions environnementales;

b) la manutention et l'élimination de tous les déchets associés à l'exploitation et à l'entretien du projet;

c) la gestion des émissions atmosphériques, y compris :

i) les limites maximales de rejets de MP et de NOx définies par le promoteur et/ou imposées par la loi;

ii) les objectifs définis par le promoteur au sujet du niveau maximum d'émissions de gaz à effet de serre;

iii) les stratégies de réduction des émissions atmosphériques, incluant les MP, les NOx et les gaz à effet de serre;

iv) les méthodes de surveillance et de mesure;

v) la tenue de registres, y compris la présentation annuelle à l'ONÉ de rapports sur les gaz à effet de serre;

d) le programme de communication publique (non lié aux situations d'urgence);

e) l'examen du programme et les consultations à son sujet avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

60. Pour démontrer que les outils d'inspection interne prévus permettront de soutenir des programmes efficaces de gestion de l'intégrité, le promoteur doit présenter les renseignements suivants à l'ONÉ au moins 90 jours avant le début de l'exploitation du réseau.

a) la nature, la description, les caractéristiques techniques, les limites d'utilisation et les limites de détection de tous les outils d'inspection interne que le promoteur peut utiliser pendant l'exploitation de ses pipelines;

b) des précisions sur les outils inertiels d'inspection interne pour la détection de courbures qui ont été mis au point pour le projet, notamment le niveau de déplacement décelable et la déformation qui y est associée, la vitesse recommandée des racleurs et le rapport entre la vitesse des racleurs et la résolution de la déformation;

c) les valeurs d'intervention associées à tous les paramètres qui seront suivis au moyen des outils d'inspection interne.

61. Le promoteur doit élaborer et présenter à l'ONÉ les documents suivants :

a) un plan de protection civile et d'intervention en cas d'urgence relatif au projet, avant le début de l'exploitation du réseau, et un manuel des mesures d'urgence, au moins 30 jours avant le début de l'exploitation;

b) un rapport, devant accompagner le manuel des mesures d'urgence, qui expose :

i) les perspectives d'établissement d'équipes locales ou communautaires d'intervention en cas de déversement pour prêter assistance si un incident se produit dans le cadre du PGM;

ii) un examen des opportunités et des contraintes liées à l'établissement d'équipes locales d'intervention en cas de déversement, y compris une évaluation des besoins en matière de formation et d'équipement;

iii) l'engagement du promoteur de travailler de concert avec les collectivités locales pour mettre en place et entretenir une capacité communautaire d'intervention en cas de déversement.

Au moment de dresser son plan de protection civile et d'intervention en cas d'urgence, le promoteur tiendra compte :

1) de la lettre datée du 24 avril 2002, intitulée *Programmes de protection civile et d'intervention et de sécurité*, que l'ONÉ a adressée à toutes les sociétés gazières et pétrolières relevant de sa compétence, et de toutes ses modifications ultérieures;

2) des interventions d'urgence à plus grande échelle pouvant être requises en raison de tremblements de terre d'importance.

62. Pour démontrer qu'il est prêt à intervenir en cas d'urgence dès le début de l'exploitation, le promoteur doit mener un exercice d'intervention en cas d'urgence pour évaluer l'efficacité de son plan de protection civile et d'intervention en cas d'urgence, au moins dix jours avant le début de l'exploitation du réseau, et notifier l'ONÉ par lettre une fois que l'exercice aura été exécuté avec succès.

63. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un rapport qui décrit la conception finale du système SCADA (télésurveillance et acquisition de données) et du système de détection de fuites du RCM, au moins 90 jours avant le début de l'exploitation du réseau de collecte. Le rapport doit fournir des renseignements qui permettent d'établir un base de référence pour le programme d'assurance de la qualité lié aux systèmes SCADA et de détection de fuites, et inclure notamment ce qui suit :

a) une description des systèmes SCADA et de détection de fuites;

b) l'emplacement et la nature des dispositifs de surveillance et de commande de la pression, de la température et de l'écoulement, ainsi que des terminaux à distance;

c) l'emplacement des vannes actionnées à distance;

d) l'objectif concernant la capacité de détection (p. ex. volume de la fuite, temps de détection, taux de fuite);

e) l'objectif de sensibilité (c.-à-d. taille minimum des fuites décelées);

f) l'objectif de fiabilité (c.-à-d. taux de fausse alarme, taux de non-déclenchement);

g) la robustesse prévue (c.-à-d. disponibilité du système eu égard aux conditions de fonctionnement);

h) l'objectif d'exactitude (c.-à-d. taille et emplacement de la fuite décelée);

i) une description du programme d'assurance de la qualite, fondé sur des méthodes d'observation directe et d'inférence, qui sera appliqué au cours de l'exploitation du projet pour garantir un rendement optimal.

64. Pour démontrer que les systèmes SCADA et de détection de fuites sont étalonnés aux conditions réelles du réseau, le promoteur doit présenter à l'ONÉ des rapports qui exposent les résultats du programme d'assurance de la qualité lié aux systèmes SCADA et de détection de fuites et la façon dont les problèmes cernés ont été résolus. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le promoteur déposera ces rapports un an, trois ans et cinq ans après le début de l'exploitation.

Pendant l'exploitation

65. Au plus tard 30 jours après la mise en service du projet approuvé, le promoteur doit déposer auprès de l'ONÉ un avis, de la part d'un dirigeant de l'entreprise, confirmant que le projet approuvé a été réalisé et construit conformément à toutes les conditions pertinentes du présent certificat. Si la conformité avec l'une ou l'autre de ces conditions ne peut pas être confirmée, la société doit en présenter les raisons par écrit à l'ONÉ. Le document déposé en application de la présente condition doit inclure une déclaration confirmant que le signataire du document est un dirigeant de l'entreprise.

66. Pour faciliter la surveillance pendant l'exploitation, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, dans les six mois suivant la mise en exploitation du réseau, un rapport de construction géotechnique, comprenant des cartes et des schémas, qui relève et décrit les éléments suivants :

    a) les pentes longitudinales et transversales qui nécessitent une surveillance continue d'après les constatations faites durant la construction;

    b) les endroits où des systèmes passifs de refroidissement ont été installés;

    c) les endroits où une instrumentation pour la surveillance des pentes, dont des thermistances, des piézomètres et des inclinomètres, a été installée;

    d) les pentes excédant la longueur de pente critique dont on a déterminé pendant la construction qu'elles étaient sensibles au dégel ou présentaient des indices de mouvement du sol;

    e) les endroits où des changements ont été apportés à la conception des pentes, conformément au manuel des modifications de chantier relatives aux pentes, et les motifs des changements.

67. Pour réduire au minimum ou limiter les émissions atmosphériques associées au brûlage à la torche, le promoteur doit se conformer aux lignes directrices sur les normes de qualité de l'air ambiant dans les Territoires du Nord-Ouest *(Guideline for Ambient Air Quality Standards in the Northwest Territories)* et à la Directive n° 60 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta concernant le brûlage à la torche, l'incinération et l'évacuation de gaz dans l'industrie pétrolière amont *(Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating and Venting)*.

68. Pour réduire au minimum le bruit provenant des installations pipelinières, le promoteur doit :

    a) concevoir les installations pipelinières en fonction des exigences de la Directive n° 038 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta;

    b) présenter à l'ONÉ, 90 jours avant le début de l'exploitation, un rapport post-construction d'évaluation du bruit.

69. Pour aider les inspecteurs de l'ONÉ à confirmer l'efficacité des techniques d'atténuation environnementale et déterminer toute adaptation requise, ainsi que pour cerner les effets non prévus et les mesures de gestion adaptative propres à y remédier, le promoteur doit présenter à l'ONÉ un rapport environnemental post-construction reflétant tout programme de surveillance ou de suivi mis en place. Ce rapport doit :

    a) présenter sur un carte ou un schéma tout problème environnemental survenu durant la construction;

    b) exposer les critères utilisés, ou qui seront utilisés, pour vérifier l'exactitude des prévisions contenues dans l'évaluation environnementale;

    c) faire une détermination au sujet de l'exactitude des prévisions contenues dans l'évaluation environnementale;

    d) traiter de l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées avant, pendant et après la construction et des cas où des mesures de gestion adaptative se sont imposées;

    e) préciser l'état de chaque problème cerné et s'il a été résolu ou non;

    f) exposer les mesures que le promoteur se propose de prendre pour régler les problèmes non résolus et l'échéancier prévu à cette fin.

    Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le rapport doit être déposé au plus tard le 31 janvier de chacune des première, troisième, cinquième et dixième années suivant la mise en exploitation du projet.

70. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, aux fins de la gestion de l'intégrité du pipeline et des effets thermiques le long de l'emprise, le promoteur doit suivre les effets géotechniques et thermiques subis par le(s) pipeline(s) en ce qui touche l'affaissement dû au dégel, le soulèvement dû au gel et la stabilité des pentes, de la manière suivante :

    a) en réalisant, avant le remblayage, un relevé détaillé de l'ouvrage fini qui fait état de la position du pipeline pour fins de comparaison aux données futures d'inspection en canalisation par inertie, des endroits où des changements aux caractéristiques techniques de la canalisation ont été apportés, de l'emplacement

de chaque soudure circonférentielle, des dispositifs de commande de flottabilité, de l'épaisseur de couverture;

b) en effectuant une inspection en canalisation par inertie dans le mois suivant le début de l'exploitation et annuellement par la suite.

71. Pour faciliter les activités de surveillance, le promoteur doit enregistrer l'information géotechnique relative aux parois de la tranchée pendant la construction et présenter les diagraphies de tranchée à l'ONÉ dans l'année qui suit le début de l'exploitation.

72. Pour faciliter les activités de surveillance, le promoteur doit présenter à l'ONÉ, dans l'année qui suit le début de l'exploitation, des copies de toutes les données de surveillance de l'écoulement fluvial, de l'épaisseur des glaces et de la température du sol qu'il a recueillies au cours de la planification et de la conception du projet. Les registres numériques seront présentés en format PDF et sous forme de tableurs MS Excel.

Planification

73. Les promoteurs doivent déposer des estimations de coûts à jour et faire part de leur décision de construire au plus tard le 31 décembre 2013.

Expiration

74. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, le présent certificat expire le 31 décembre 2015 à moins que les travaux de construction liés au projet gazier Mackenzie n'aient débuté à cette date.

Conditions qui s'appliquent uniquement au réseau de collecte Mackenzie

75. Avant que soit accordée l'autorisation de mise en service, le promoteur, conformément au paragraphe 13(14) de la *Convention définitive des Inuvialuit, doit déposer une garantie de solvabilité de 6 028 200 $, sous une forme jugée acceptable par* l'ONÉ, qui sera détenue en fiducie par l'ONÉ jusqu'au moment de la cessation d'exploitation, en conformité avec les exigences de l'ONÉ, de toutes les installations situées dans la région désignée des Inuvialuit.

76. Avant le début des activités pré-construction, le promoteur, conformément au *Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz* et au paragraphe 27(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, doit déposer une garantie de solvabilité de 25 000 000 $, *sous une forme jugée acceptable par* l'ONÉ, qui demeurera en place jusqu'au moment de la cessation d'exploitation, en conformité avec les exigences de l'ONÉ, de toutes les installations.

77. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, pour garantir que soit maintenu sur le réseau de collecte Mackenzie un niveau de sécurité, d'intégrité et de protection environnementale équivalent à celui du pipeline de la vallée du Mackenzie, le promoteur doit respecter les règlements mentionnés ci-après :

a) *le Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, avec toutes ses modifications successives;

b) *le Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement*, avec toutes ses modifications successives;

c) les dispositions du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie I et Partie II*, qui s'appliqueraient dans le cas du promoteur, y compris leurs modifications.

78. Pour que l'ONÉ puisse établir à sa satisfaction que le pipeline peut être mis en service sans danger aux fins du transport de gaz, le promoteur devra soumettre pour approbation les renseignements mentionnés dans le *Guide de dépôt* de l'ONÉ (2004) relativement à la mise en service du pipeline à des fins d'exploitation (Rubrique T).

79. Pour que le réseau de collecte Mackenzie puisse être autorisé en vertu de l'alinéa 5(1)***b)***, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien doit confirmer que les promoteurs ont satisfait aux exigences en matière de plans de retombées économiques prévues à l'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

80. Avant le début des activités pré-construction, les promoteurs doivent présenter une déclaration conforme au paragraphe 5.11(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et convenant à l'ONÉ.

81. Avant le début des activités connexes, les promoteurs doivent présenter tous les certificats conformes au paragraphe 5.12(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et convenant à l'ONÉ.

Annexe N

Ordonnance visant les droits du réseau de collecte Mackenzie

Office national de l'énergie — National Energy Board

ORDONNANCE MO-18-2010

RELATIVEMENT À la partie 0.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada;*

PAR SUITE d'une demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office) concernant le réseau de collecte Mackenzie par Imperial Oil Resources Ventures Limited (le promoteur), au nom d'Imperial Resources Ventures Limited, ConocoPhillips Canada (North) Limited, ExxonMobil Canada Properties et Shell Canada Énergie, à titre de commandité de Shell Canada Énergie, sous les numéros de dossiers : OF-Fac-Gas-I017-2004-1, OF-EP-FacPipe-I003-MAC 04, OF-EP-FieldOp-I003-TL 07, OF-EP-FieldOp-C648-PL 07 et OF-EP-FieldOp-S245-NIG 07.

ATTENDU QUE le promoteur, en octobre 2004, a déposé une demande en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* concernant le réseau de collecte Mackenzie, lequel est constitué de ce qui suit :

- un pipeline de 190 kilomètres pour le transport de gaz naturel et de liquides de gaz naturel des champs de Niglintgak, de Taglu et de Parsons Lake à une usine de traitement située près d'Inuvik (Territoires du Nord-Ouest);
- l'usine de traitement située près d'Inuvik;
- un pipeline de 457 kilomètres de long et 250 millimètres (10 pouces) de diamètre pour le transport de liquides de gaz naturel de l'usine detraitement située près d'Inuvik au pipeline de pétrole brut exploité par Enbridge Pipelines (NW) Inc. à Norman Wells;

ATTENDU QUE la demande a fait l'objet de l'ordonnance d'audience GH-1-2004;

ATTENDU QUE les dispositions appropriées relatives aux droits, à l'accès et au tarif pour le réseau de collecte Mackenzie et les méthodes de résolution de conflits occasionnés par ces questions font partie de la liste des questions prévue pour l'audience;

ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie a fait savoir qu'il a l'intention d'autoriser le réseau de collecte Mackenzie;

IL EST ORDONNÉ QUE suivant la partie 0.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, la méthode d'établissement des droits du réseau de collecte Mackenzie dont le promoteur a convenu lors de l'instance GH-1-2004 soit approuvée sous réserve de ce qui suit :

1. Tous les expéditeurs qui satisfont aux modalités des contrats doivent avoir accès au réseau de collecte Mackenzie.

2. Les droits exigibles sur le réseau de collecte Mackenzie, y compris sur la canalisation de liquides de gaz naturel, doivent être négociés et réglementés en fonction des plaintes.

3. Le promoteur doit soumettre à l'approbation de l'Office national de l'énergie un code de conduite pour le réseau de collecte Mackenzie visant toutes les étapes d'aménagement soit la pré-construction, la construction et l'exploitation. Le code de conduite doit être déposé dans les plus brefs délais, mais pas plus tard que le 31 décembre 2011. Il doit traiter en détail au moins ce qui suit :

   a) la prévention du traitement privilégié;

   b) la régie des interactions entre les expéditeurs et les transporteurs;

   c) l'autonomie des activités de transport par rapport aux activités des sociétés affiliées;

   d) la régie des distinctions entre activités commerciales;

   e) la protection des renseignements confidentiels et des renseignements commerciaux de nature délicate;

   f) des mécanismes et méthodes pour concevoir un mécanisme acceptable d'établissement de prix aux fins de transfert;

   g) un plan de contrôle de la conformité au code de conduite comportant des vérifications indépendantes;

   h) des pénalités en cas de violation du code et le recours à un arbitre neutre.

4. Conformément aux exigences de mise de côté de fonds que les pipelinières, par suite de la décision RH-2-2008, doivent remplir pour couvrir le coût des activités de cessation d'exploitation, le promoteur, au 18 mois avant la mise en service des pipelines, doit produire et soumettre pour approbation :

   a. une estimation des coûts de cessation d'exploitation et du montant à mettre de côté, en se fondant sur des hypothèses spécifiques au pipeline, ou sur une combinaison d'hypothèses spécifiques au pipeline et d'hypothèses de référence établies dans le cadre de l'instance RH-2-2008;

   b) une proposition concernant le prélèvement de fonds ainsi que les processus et mécanisme envisagés pour mettre les fonds de côté.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Anne-Marie Erickson
Secrétaire de l'Office

Annexe O

Conditions qui s'appliquent au plan de mise en valeur de Shell Canada Limitée (Shell) pour le champ de Niglintgak

Un bon nombre des conditions proposées se rapportent à une demande d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). Avant qu'un promoteur puisse entreprendre des travaux de forage ou de construction dans le cadre d'un plan de mise en valeur, il doit obtenir les autorisations prévues à l'alinéa 5(1)b) de la LOPC. L'article 6 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada* dispose qu'une demande d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) doit être accompagnée des renseignements et documents suivants : une description de l'étendue des activités projetées, un plan de protection de l'environnement, un plan de sécurité et un plan d'urgence. Les activités menées dans le cadre d'un plan de mise en valeur peuvent comprendre des travaux de forage, la complétion de puits, la construction d'installations, des travaux de production et la désaffectation.

À moins d'indication contraire, les *consultations* du promoteur dont il est fait mention dans une condition doivent inclure ce qui suit de la part du promoteur :

a) fournir ou accorder à la partie à consulter,
   i) un avis présenté avec suffisamment de précisions pour permettre à la partie visée d'établir son point de vue sur la question;
   ii) une période d'une durée raisonnable pour établir son point de vue;
   iii) l'occasion de présenter ce point de vue à la partie qui mène la consultation;

b) examiner intégralement et objectivement tout point de vue ainsi présenté.

À moins d'indication contraire dans la condition, *meilleure technique existante* (MTE) s'entend d'une technique de rendement supérieur en matière d'émissions qui est disponible sur le marché à un coût raisonnable au moment où elle est requise pour le projet et qui atteint les buts de prévention de la pollution et d'efficacité énergétique.

À moins d'indication contraire dans la condition, *pratique de gestion exemplaire* (PGE) s'entend d'une pratique ou d'un procédé de protection environnementale à la fois novateur, dynamique et amélioré qui contribue à une mise en valeur responsable sur le plan de l'environnement. Les PGE sont soit des lignes directrices officielles ou des procédés généralement acceptés et reconnus comme étant des pratiques exemplaires par les organismes de réglementation et les associations industrielles.

N1. Sauf avis contraire de la part de l'Office national de l'énergie, Shell doit concevoir, appliquer ou faire appliquer l'ensemble des politiques, mesures d'atténuation, procédures, normes et devis, et recommandations concernant toute activité ou tout travail prévu, qui sont mentionnés dans la demande relative au plan de mise en valeur, dans l'énoncé des incidences environnementales ou dans tout autre document déposé auprès de la Commission d'examen conjoint, ou dont la société a autrement convenu au cours de l'audience GH-1-2004 et du processus d'examen de la Commission d'examen conjoint.

N2. Pour favoriser une éventuelle mise en valeur conjointe du champ de Niglintgak qui réduit l'empreinte environnementale au minimum, chacune des trois plateformes d'exploitation (nord, centre et sud) doit être conçue de manière à pouvoir être agrandie pour permettre le forage d'au moins un puits par une tierce partie titulaire d'un droit tréfoncier adjacent.

N3. Pour prévenir la coalescence de bulbes de dégel dans le pergélisol, l'espacement inter-puits sur une plateforme d'exploitation doit être d'au moins 15 mètres (m), à moins que Shell n'adopte des mesures d'atténuation agréées par l'ONÉ.

N4. Pour confirmer les estimations concernant la subsidence causée par l'extraction de gaz, Shell joindra à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un programme de PGE et de MTE visant à mesurer quantitativement et à surveiller la subsidence cumulative ainsi qu'à surveiller les crues pendant la vie utile du

champ. Pour les besoins de la présente condition, les MTE s'entendent des techniques de haute précision et de mesure à rendement supérieur, offertes sur le marché à prix raisoonable au moment où elles seront nécessaires au projet, et répondant aux objectifs de pévention de la pollution et d'efficacité énergétique. Le programme doit comprendre les renseignements suivants :

a) relativement à la zone projetée d'extraction de gaz cause de subsidence, une description de la zone de levé proposée ou le nombre de points de levé de l'élévation et leurs emplacements proposés;

b) le nombre de repères d'élévation et leurs emplacements proposés devant être situés à l'extérieur de la zone projetée d'extraction de gaz cause de subsidence de manière à pouvoir estimer la subsidence naturelle;

c) l'exactitude prévue des mesures d'élévation des levés;

d) un levé de référence qui serait effectué avant le début de la production de gaz naturel;

e) la périodicité proposée des mesures d'élévation et de la présentation de rapports à l'ONÉ;

f) les résultats des consultations auprès d'Environnement Canada.

N5. Avant le début des travaux de forage, Shell, conformément au paragraphe 13(14) de la *Convention définitive des Inuvialuit*, doit déposer une garantie de solvabilité de 30 072 000 $, sous une forme jugée acceptable par l'ONÉ, qui sera détenue en fiducie par l'ONÉ jusqu'au moment de la cessation d'exploitation, en conformité avec les exigences de l'ONÉ, de tous les puits et de toutes les installations.

N6. Toutes les garanties de solvabilité déposées en application du *Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz* et du paragraphe 27(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* doivent demeurer en place jusqu'au moment de la cessation d'exploitation, en conformité avec les exigences de l'ONÉ, de tous les puits et de toutes les installations.

N7. Afin de promouvoir la sécurité du pipeline et la protection de l'environnement pour ce qui concerne la conception, la construction et l'exploitation le franchissement proposé du chenal Kumak par des conduites d'écoulement, Shell doit joindre ce qui suit à la demande d'autorisation correspondante présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) de la LOPC :

a) une analyse des risques et un plan d'urgence pour le franchissement par forage dirigé horizontal proposé. Le plan doit exposer et résoudre, les problèmes propres au site, tels que la présence d'un pergélisol riche en glace et d'autres conditions géotechniques potentiellement défavorables;

b) des plans détaillés définitfs du FDH proposé indiquant le niveau nominal des crues, la verticale calculée et le potentiel d'affouillement latéral, ainsi que le détail des mesures d'atténuation thermiques, de l'érosion, de l'affouillement et du ruissellement souterrain proposées;

c) des plans détaillés définitifs de la tranchée à ciel ouvert éventuelle précisant le détail des mesures d'atténuation thermiques, de l'érosion, de l'affouillement et du ruissellement souterrain proposées;

d) un programme de surveillance du franchissement sur le plan de la stabilité des pentes, de l'affouillement, des entraves au drainage et de l'érosion;

e) une preuve des consultations tenues avec les régies et ministères compétents.

N8. Pour confirmer que les effets du changement climatique ont bien été pris en compte dans la conception des installations, Shell doit joindre les renseignements suivants à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) :

a) une description des scénarios de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser pendant la durée utile des installations;

b) une description de l'effet possible des scénarios de température de limite supérieure du point de vue de la configuration des précipitations, de la montée du niveau de la mer, de la sévérité des ondes de tempête, de l'activité glacielle et du niveau des crues;

c) une description de la façon dont il est tenu compte des changements potentiels décrits en b) dans la conception proposée des installations, y compris celle des franchissements de cours d'eau;

d) les résultats des consultations tenues avec les régies et ministères compétents.

N9. Pour réduire au minimum le bruit émis par les installations situées dans les limites du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, Shell doit :

a) concevoir les installations de manière à respecter, au minimum, les exigences de la Directive nº 038 de l'Energy and Resources Conservation Board de l'Alberta;

b) incorporer les PGE et MTE en matière de réduction du bruit dans la conception des installations;

c) continuer à évaluer les options relatives à l'atténuation du bruit de concert avec Environnement Canada et joindre les résultats de ces consultations à la demande d'autorisation correspondante présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b);

d) joindre à la demande d'autorisation correspondante présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) une analyse indépendante de l'impact sonore fondée sur la conception proposée, qui examine la faisabilité de réductions supplémentaires des émissions sonores.

N10. Shell doit joindre les documents suivants à la demande d'autorisation correspondante présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) :

a) les plans d'excavation et de dragage au site d'accueil de la barge porteuse de l'installation de conditionnement du gaz;

b) un plan de gestion des rejets de drague;

c) les résultats des consultations tenues avec Environnement Canada, Pêches et Océans Canada et Transports Canada.

N11. Pour regrouper et communiquer l'ensemble des procédures concernant la protection de l'environnement, des mesures d'atténuation et des engagements en matière de surveillance qu'elle a définis à l'égard de l'exploitation des installations à l'intention de son personnel sur le terrain et des inspecteurs de l'ONÉ, Shell doit déposer un plan de protection de l'environnement (PPE) auprès de l'ONÉ. Le PPE doit accompagner la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) et faire état des politiques, pratiques et procédures concernant :

a) la portée et la zone d'application du PPE;

b) les procédures et mesures de protection de l'environnement, y compris les critères de décision concernant le moment et l'opportunité de les appliquer, des plans et des dessins propres aux sites, les mesuresd'atténuation et les activités de surveillance applicables aux travaux de construction et de forage;

c) la formation continue des employés et des exploitants sur les questions environnementales;

d) des renvois aux autres plans et manuels de protection de l'environnement dont le personnel de chantier et les inspecteurs ont besoin;

e) un plan de remise en état qui décrit l'état dans lequel Shell entend remettre les lieux, précise des buts mesurables à l'égard de la remise en état, énumère les méthodes préconisées pour réduire au minimum l'introduction de plantes envahissantes et fait état des mesures de maximisation de la revégétalisation;

f) la gestion des émissions atmosphériques, y compris:

i) les limites maximales de rejets de MP et de NOx définies par le promoteur et/ou imposées par la loi;

ii) les objectifs définis par le promoteur au sujet du niveau maximum d'émissions de gaz à effet de serre;

iii) les stratégies de réduction des émissions atmosphériques, incluant les MP, les NOx et les gaz à effet de serre;

iv) les méthodes de surveillance et de mesure;

v) l'indication des lieux de surveillance sur une carte ou un diagramme, les raisons pour lesquelles ces lieux ont été choisis et le calendrier d'installation;

vi) une description détaillée des mesures supplémentaires qui seraient prises après avoir pris connaissance des données de surveillance ou en raison de préoccupations persistantes, et les critères ou seuils déterminants;

vii) la tenue de registres, y compris la présentation annuelle à l'ONÉ de rapports sur les gaz à effet de serre;

g) le programme de communication publique (non lié aux situations d'urgence);

h) l'examen du programme de protection environnementale et les consultations à son sujet avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest;

i) la preuve que des consultations ont eu lieu avec les autorités réglementaires et les experts gouvernementaux compétents dans la zone d'application du PPE.

N12. Pour garantir que les installations, les baraquements et l'infrastructure de soutien soient entretenus et exploités d'une manière acceptable sur le plan environnemental pendant la construction et les activités de production, Shell doit joindre un plan de gestion des déchets à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b). Le plan sera dressé de concert avec le gouvernement

des Territoires du Nord-Ouest, Affaires indiennes et du Nord Canada et Environnement Canada, et il traitera des éléments suivants :

a) tous les types de rebuts associés à la construction et à la production, afin de réduire au minimum les effets sur l'environnement et de garantir la sécurité des travailleurs et du public;

b) les besoins en formation des employés de la société et du personnel des entrepreneurs;

c) la prévention des feux non maîtrisés;

d) l'élimination ou le traitement des matières dangereuses ou potentiellement dangereuses, ce qui comprend les produits pétroliers, les produits chimiques toxiques ou persistants, les déchets huileux, les liquides de dégivrage d'aéronefs et les barils de carburant;

e) la gestion des déchets solides, y compris les métaux, les plastiques, les matières recyclables, la cendre des incinérateurs, l'équipement et les pièces de rechange, les accumulateurs, les matériaux de construction et les débris de construction;

f) la gestion des résidus de cuisine, y compris les mesures à prendre pour éviter d'attirer les animaux;

g) la gestion de la terre, de la neige et de la glace contaminées à la suite de déversements et du dégivrage d'aéronefs;

h) le traitement et l'élimination des eaux usées domestiques, y compris les eaux grises;

i) la sélection de technologies d'évaporation et d'incinération, et la justification des choix;

j) les exigences relatives à la séparation, au stockage provisoire et au traitement des déchets;

k) les méthodes d'évaluation et d'élimination des flux de déchets que l'on propose de rejeter dans l'environnement;

l) les résultats des consultations.

N13. Pour démontrer que les routes d'hiver seront construites et exploitées d'une manière sécuritaire et acceptable sur le plan environnemental, Shell doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un manuel portant sur la construction, l'exploitation, l'entretien et la fermeture des routes d'hiver. Le manuel précisera ce qui suit :

a) la largeur requise, les exigences de déboisement et de nivellement, la pente du terrain, la vitesse admissible, la signalisation et le poids maximal des véhicules;

b) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour déterminer le moment où la route d'hiver sera prête à servir;

c) des critères relatifs à l'épaisseur de glace sécuritaire pour la traversée de lacs, de rivières et de ruisseaux, de même que la fréquence d'établissement des profils glaciaires;

d) les exigences réglementaires locales;

e) les exigences relatives à l'aménagement et au retrait d'entassements de neige, de ponceaux, d'ouvrages de bachonnage et de ponts temporaires;

f) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour la fermeture des routes.

N14. Shell doit évaluer les technologies et les pratiques existantes propres à réduire les émissions de MP et de précurseurs de MP et d'ozone produites par les installations et les activités de construction, ainsi qu'adopter les PGE et MTE afin de réduire autant que possible les émissions de MP et de précurseurs de MP et d'ozone. Shell doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont elle les mettra en œuvre.

N15. Shell doit évaluer et mettre en œuvre les technologies et les pratiques existantes afin de réduire dans la mesure du possible les émissions de mercure, de dioxines et de furannes provenant des incinérateurs exploités dans les baraquements et les installations. Elle doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont elle entend les mettre en œuvre.

N16. Shell doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un rapport qui expose ce qui suit :

a) la conception et les mesures d'exploitation précises qu'elle a adoptées ou mettra en œuvre afin de réduire au minimum les fuites et l'évacuation de méthane pendant l'exploitation du réseau, compte tenu des PGE mises au point par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Environnement Canada, le Canadian Energy Partnerships for Environmental Innovation et l'Association canadienne du gaz;

b) la façon dont elle a tenu compte de l'énergie de la chaleur résiduelle dans la conception des installations afin de réduire au minimum la consommation de gaz naturel comme combustible;

c) le recours aux MTE pour les motocompresseurs utilisés dans ses installations, notamment la taille, l'efficience et la conformité aux exigences de la Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes (1992) publiée par le Conseil canadien des ministres de l'Environnement;

d) les résultats des consultations tenues avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

N17. Pour réduire au minimum ou limiter les émissions atmosphériques associées au brûlage à la torche, Shell se conformera aux lignes directrices sur les normes de qualité de l'air ambiant dans les Territoires du Nord-Ouest *(Guideline for Ambient Air Quality Standards in the Northwest Territories)* et à la Directive nº 60 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta concernant le brûlage à la torche, l'incinération et l'évacuation de gaz dans l'industrie pétrolière amont *(Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating and Venting)*.

N18. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, Shell doit présenter une mise à jour du plan de gestion des ressources dans les 18 mois suivant le début de la production ou avant le forage de puits conditionnels.

N19. Pour protéger les droits corrélatifs des titulaires de droits tréfonciers adjacents, Shell doit se conformer à l'*Ébauche des exigences d'espacement des puits* de l'ONÉ, en date du 31 décembre 2009, ou à toute ordonnance concernant les unités d'espacement qui pourrait remplacer ces exigences.

N20. Pour garantir la sécurité des travailleurs et du public ainsi que la protection de l'environnement, Shell doit établir ses plans d'urgence de concert avec Affaires indiennes et du Nord Canada, la Garde côtière canadienne, Transports Canada, Environnement Canada, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et la Commission Inuvialuit d'administration des terres. Les plans d'urgence comprendront ce qui suit :

a) les exigences relatives à la formation et à l'orientation des employés de la société et du personnel des entrepreneurs;

b) un répertoire indiquant les emplacements des installations de stockage des produits pétroliers, produits chimiques et autres substances dangereuses qui seront transportés, entreposés et/ou utilisés pendant la construction et l'exploitation, ainsi que les fiches signalétiques correspondantes des produits;

c) une indication des ressources (équipement et personnel) qui doivent exister sur place et/ou être disponibles pour intervenir en situation d'urgence;

d) des précisions sur les partenaires d'aide mutuelle et l'emplacement des ressources (équipement et personnel) qu'ils pourraient fournir en situation d'urgence;

e) les procédures d'intervention à suivre en cas de déversements, de rejets, d'incendies, d'urgences médicales et de problèmes de sûreté, y compris le système de signalement et de notification des incidents;

f) une indication des lieux d'entreposage de l'équipement d'intervention en cas d'incendie ou de déversement, et une description des trousses de lutte contre les déversements exigées pour les véhicules;

g) un répertoire téléphonique des représentants de la société, des entrepreneurs, des organismes gouvernementaux et de la collectivité qui décrit leurs rôles respectifs et besoins en matière d'information;

h) les procédures de nettoyage et d'élimination des rebuts produits;

i) une indication des lieux de rassemblement pour les évacuations d'urgence des baraquements et des installations;

j) l'emplacement des services médicaux d'urgence et une description de leurs capacités;

k) les exigences concernant un accès 24 heures sur 24 à des services d'évacuation médicale d'urgence;

l) des cartes montrant l'emplacement des éléments d'infrastructure, comme les baraquements, les routes d'accès, les aires de stockage d'équipement, les pistes d'atterrissage, les sites d'accostage de barges et les sites d'emprunt, pour faciliter l'aiguillage du personnel de première intervention;

m) la prise en compte des scénarios de hautes crues et de forte activité glacielle;

n) la prise en compte des effets de séismes;

o) les résultats des consultations.

N21. Pour démontrer qu'elle est prête à intervenir en cas d'urgence dès le début des travaux de production, Shell, sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, doit mener un exercice d'intervention en cas d'urgence pour évaluer l'efficacité de son plan d'urgence, au moins dix jours avant le début de la production, et notifier l'ONÉ par lettre une fois que l'exercice aura été exécuté avec succès.

N22. Pour réduire au minimum les incidences de la mise en valeur du champ sur les espèces fauniques, Shell doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ, en même temps que la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b), un ou plusieurs plans de protection et de gestion portant sur la faune en général ainsi que des plans spécifiques visant chacune des espèces suivantes : le caribou de la toundra, le grizzli, l'ours blanc et le carcajou. Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent préciser les objectifs à atteindre, la zone comprise dans chaque plan ainsi que les zones d'influence présumées des activités et la justification des hypothèses posées à cet égard. Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent comprendre les éléments suivants :

a) les résultats des relevés pré-construction, y compris les relevés visant des espèces en péril inscrites au Registre public (Annexe 1) de la *Loi sur les espèces en péril* (espèces inscrites), sauf si le ministre a déterminé que leur rétablissement n'est pas possible, et les endroits où ont été observées des espèces classées en péril ou pouvant être en péril selon l'évaluation la plus récente du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada et les plus récentes classifications de situation générale établies pour les Territoires du Nord-Ouest;

b) des mises à jour des évaluations des incidences visant des espèces inscrites suivant la *Loi sur les espèces en péril,* lesquelles évaluations doivent être effectuées directement sur les espèces inscrites, dans la mesure du possible, plutôt qu'en utilisant une ou plusieurs espèces indicatrices;

c) des mesures d'atténuation, y compris :

  i) les mesures permettant d'éviter ou de réduire au minimum les perturbations, notamment les perturbations linéaires et les effets de la fragmentation de l'habitat, les perturbations sensorielles et les obstacles aux déplacements;

  ii) l'ordonnancement des activités de manière à réduire au minimum les perturbations causées aux espèces fauniques;

  iii) des mesures visant à réduire au minimum l'empreinte laissée par les travaux de mise en valeur dans des habitats qui assurent la survie des espèces inscrites;

  iv) des procédures pour éviter de perturber d'éventuelles aires de mise bas;

  v) la gestion des accès, notamment au moyen de consultations publiques;

  vi) des protocoles et des activités d'éducation et de sensibilisation pour gérer les interactions entre la faune et les humains, y compris des mesures visant à limiter la récolte d'animaux et à dissuader les espèces sauvages, en particulier les ours, d'entrer dans les baraquements et les autres installations;

  vii) des mesures propres à réduire les perturbations causées à la faune et aux oiseaux migrateurs par la circulation terrestre associée à la mise en valeur du champ, notamment sur les routes d'accès, et la circulation aérienne;

  viii) toutes les mesures de protection de la faune prévues dans d'autres plans de gestion, ou des renvois à ces mesures;

d) des protocoles de surveillance et de gestion adaptative, notamment :

  i) l'établissement et le maintien de liens avec les programmes régionaux;

  ii) les protocoles à employer pour les relevés afin d'éviter ou de prévenir les incidences sur la faune;

  iii) des plans de surveillance des réactions de la faune aux activités exécutées à toutes les étapes des travaux de mise en valeur;

  iv) des protocoles pour documenter la perte et la modification d'habitat, ainsi que les incidents, les interactions et les cas de mortalité de la faune;

  v) des mécanismes pour évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation, des critères pour déterminer le besoin et la façon de les adapter, ainsi que les mesures proposées pour maîtriser des effets imprévus;

e) des plans de mise en œuvre, y compris :

  i) des précisions sur la façon dont les plans seront mis en application et reliés au plan de gestion et de protection de la faune de Shell;

ii) les mesures prises pour permettre la participation de surveillants locaux;

iii) le processus de mise à jour du plan de protection à mesure que les lacunes en matière d'information sont comblées, y compris les stratégies de rétablissement des espèces inscrites et les plans d'action;

f) les méthodes de suivi et de rapport concernant le ou les plans de protection et de gestion de la faune, et la façon de les mettre en œuvre;

g) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, Environnement Canada et les conseils de gestion de la faune compétents.

N23. Shell inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition N22) en ce qui touche le caribou de la toundra :

a) l'échéancier et les dates déterminés pour l'exécution des activités afin d'éviter ou de réduire au minimum les conflits avec les déplacements des caribous ou les délicates périodes d'alimentation et de mise bas;

b) des plans pour gérer les effets éventuels sur la harde de caribous de la Porcupine qui tiennent à une utilisation accrue de la route de Dempster en raison de la circulation liée à la mise en valeur du champ;

c) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le Porcupine Caribou Management Board et le gouvernement du Yukon.

N24. Shell doit faire état dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition N22) de son engagement d'exécuter des relevés et des programmes de surveillance concernant le hibou des marais et le quiscale rouilleux, avant, pendant et après la construction, et de déposer les renseignements connexes auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

N25. Shell doit inclure dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition N22) des mesures d'atténuation spécifiques aux rapaces, notamment les faucons pèlerins, les pygargues à tête blanche et les aigles royaux. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, ces mesures d'atténuation comprendront les restrictions suivantes à l'égard des activités ou des installations :

a) pour les structures permanentes, les perturbations à long terme de l'habitat (p. ex. route, carrière, baraquements, etc.), l'accès par voie terrestre ou aérienne et le dynamitage, conserver une distance de recul de 1 000 m par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces;

b) pour le survol d'aéronefs, conserver une distance de recul de 760 m au-dessus du sol par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces.

N26. Pour protéger les activités traditionnelles de pêche contre les effets négatifs des travaux de construction, Shell doit communiquer à l'ONÉ, en même temps que la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b), la série définitive d'arbres de décision proposée pour gérer les conséquences sur le poisson et son habitat, ce qui comprend :

a) un exposé du processus décisionnel, les critères de décision et les choix sur le plan de l'atténuation;

b) une description de la façon dont Shell tiendra compte de l'importance que l'habitat du poisson et les populations de poisson revêtent pour les collectivités locales et les pêcheurs;

c) la preuve que des consultations au sujet des arbres de décision ont eu lieu avec Pêches et Océans Canada ainsi qu'avec les conseils de gestion et organismes compétents.

N27. Shell doit inclure les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition N22) en ce qui touche le grizzli :

a) un plan prévoyant l'exécution de relevés annuels des tanières du grizzli aux étapes de la pré-construction et de la construction, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir;

b) les mesures d'atténuation proposées pour éviter de perturber les tanières du grizzli;

c) l'engagement de déposer annuellement auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et des conseils de gestion de la faune compétents, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir, les résultats des relevés effectués aux étapes de la pré-construction et de la construction.

N28. Shell doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) des plans de diversité, incorporant le principe de l'égalité des sexes, qui s'appliqueront aux étapes de la construction et de l'exploitation. Ces plans doivent exposer :

a) la façon dont les objectifs en matière de diversité seront déterminés;

b) les objectifs concernant la diversité;

c) les étapes à suivre pour atteindre les objectifs définis;

d) l'engagement de fournir un milieu de travail sûr et sain;

e) les étapes de la création d'un comité de gestion de la diversité;

f) un système de surveillance et de rapport.

Shell exigera que ses entrepreneurs et sous-traitants se conforment à ses plans de diversité.

N29. Shell doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) des plans relatifs à un programme officiel de résolution des différends qui sera mis en œuvre pendant la construction et l'exploitation. Les plans seront établis de concert avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et les autorités autochtones, et comprendront les éléments suivants :

a) une description du processus permettant de saisir Shell ou les gouvernements des plaintes ou des différends soumis;

b) une description du processus suivant lequel les plaintes ou les différends soumis seraient acheminés aux personnes ayant la responsabilité d'y donner suite et une description des rôles et des responsabilités de tout interlocuteur intervenant dans l'évaluation d'une plainte ou d'un différend ou dans la suite à donner;

c) une description du processus de résolution des plaintes reçues ou des différends;

d) une description des protocoles établis aux fins du renvoi et de la résolution d'une plainte ou d'un différend;

e) une description des mécanismes de recours dans le cas de plaintes ou de différends non résolus ou résolus de façon insatisfaisante;

f) une description du processus à utiliser pour communiquer avec les collectivités et pour les informer du programme de résolution des différends.

N30. Shell doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) des renseignements sur l'embauche de résidents locaux à titre de surveillants pour assurer la vérification de la conformité et la surveillance des effets environnementaux, y compris :

a) la nature des activités devant être surveillées;

b) des descriptions d'emploi précises pour les postes de surveillants;

c) des précisions sur la formation qui sera offerte aux surveillants pour leur permettre de remplir leurs fonctions;

d) la confirmation que les surveillants ont été engagés.

N31. Pour que le plan de mise en valeur du champ de Niglintgak puisse être autorisé en vertu du paragraphe 5.1(4) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada)*, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien doit confirmer que Shell a satisfait aux exigences en matière de plans de retombées économiques prévues à l'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Annexe P

Conditions qui s'appliquent au plan de mise en valeur de Pétrolière Impériale Ressources Limitée (Pétrolière Impériale) pour le champ de Taglu

Un bon nombre des conditions proposées se rapportent à une demande d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). Avant qu'un promoteur puisse entreprendre des travaux de forage ou de construction dans le cadre d'un plan de mise en valeur, il doit obtenir les autorisations prévues à l'alinéa 5(1)b) de la LOPC. L'article 6 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada* dispose qu'une demande d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) doit être accompagnée des renseignements et documents suivants : une description de l'étendue des activités projetées, un plan de protection de l'environnement, un plan de sécurité et un plan d'urgence. Les activités menées dans le cadre d'un plan de mise en valeur peuvent comprendre des travaux de forage, la complétion de puits, la construction d'installations, des travaux de production et la désaffectation.

À moins d'indication contraire, les *consultations* du promoteur dont il est fait mention dans une condition doivent inclure ce qui suit de la part du promoteur :

a) fournir à la partie à consulter,

   i) un avis suffisamment détaillé pour permettre à la partie visée d'établir son point de vue sur la question;

   ii) une période raisonnable pour ce faire;

   iii) l'occasion de présenter ce point de vue à la partie qui mène la consultation;

b) examiner intégralement et objectivement tout point de vue ainsi présenté.

À moins d'indication contraire dans la condition, *meilleure technique existante* (MTE) s'entend d'une technique de rendement supérieur en matière d'émissions qui est disponible sur le marché à un coût raisonnable au moment où elle est requise pour le projet et qui atteint les buts de prévention de la pollution et d'efficacité énergétique.

À moins d'indication contraire dans la condition, *pratique de gestion exemplaire* (PGE) s'entend d'une pratique ou d'un procédé de protection environnementale à la fois novateur, dynamique et amélioré qui contribue à une mise en valeur responsable sur le plan de l'environnement. Les PGE sont soit des lignes directrices officielles ou des procédés généralement acceptés et reconnus comme étant des pratiques exemplaires par les organismes de réglementation et les associations industrielles.

T1. Sauf avis contraire de la part de l'Office national de l'énergie, Pétrolière Impériale doit concevoir, appliquer ou faire appliquer l'ensemble des politiques, mesures d'atténuation, procédures, normes et devis, et recommandations concernant toute activité ou tout travail prévu, qui sont mentionnés dans la demande relative au plan de mise en valeur, dans l'énoncé des incidences environnementales ou dans tout autre document déposé auprès de la Commission d'examen conjoint, ou dont la société a autrement convenu au cours de l'audience GH-1-2004 et du processus d'examen de la Commission d'examen conjoint.

T2. Pour prévenir la coalescence de bulbes de dégel dans le pergélisol, l'espacement inter-puits sur une plateforme d'exploitation doit être d'au moins 15 m à moins que Pétrolière Impériale n'adopte des mesures d'atténuation agréées par l'ONÉ.

T3. Pour confirmer les estimations concernant la subsidence causée par l'extraction de gaz, Pétrolière Impériale joindra à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un programme de PGE et de MTE visant à mesurer quantitativement et à surveiller la subsidence cumulative ainsi qu'à surveiller les crues pendant la vie utile du champ. Pour les besoins de la présente condition, les MTE s'entendent des techniques de haute précision et de mesure à rendement supérieur, offertes sur le marché à prix raisoonable au moment où elles seront nécessaires au projet, et

répondant aux objectifs de pévention de la pollution et d'efficacité énergétique. Le programme doit comprendre les renseignements suivants :

a) relativement à la zone projetée d'extraction de gaz cause de subsidence, une description de la zone de levé proposée ou le nombre de points de levé de l'élévation et leurs emplacements proposés;

b) le nombre de repères d'élévation et leurs emplacements proposés devant être situés à l'extérieur de la zone projetée d'extraction de gaz cause de subsidence de manière à pouvoir estimer la subsidence naturelle;

c) l'exactitude prévue des mesures d'élévation des levés;

d) un levé de référence qui serait effectué avant le début de la production de gaz naturel;

e) la périodicité proposée des mesures d'élévation et de la présentation de rapports à l'ONÉ;

f) les résultats des consultations auprès d'Environnement Canada.

T4. Pour confirmer que la solution du confinement souterrain des déblais de forage a été examinée adéquatement, Pétrolière Impériale joindra un programme de gestion des injections de déblais de forage à la demande d'autorisation correspondante présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b). Le programme doit comprendre ce qui suit :

a) une description des méthodes proposées d'injection de la bouillie de déblais de forage et des puits qu'il est prévu d'utiliser;

b) une description des zones d'injection proposées;

c) une description des essais d'injection échelonnée *(step-rate test)* ou essais d'injectivité qui seraient menés avant les opérations d'injection;

d) une description des mesures qui seraient appliquées pendant l'injection souterraine de bouillie de déblais de forage pour prévenir la migration verticale de fluide d'injection et/ou de fluide de formation hors de la zone d'injection et la contamination potentielle d'aquifères d'eau douce, de la couche de pergélisol et des formations pétrolifères.

T5. Avant le début des travaux de forage, Pétrolière Impériale, conformément au paragraphe 13(14) de la *Convention définitive des Inuvialuit,* doit déposer une garantie de solvabilité de 30 045 600 $, sous une forme jugée acceptable par l'ONÉ, qui sera détenue en fiducie par l'ONÉ jusqu'au moment de la cessation d'exploitation, en conformité avec les exigences de l'ONÉ, de tous les puits et de toutes les installations.

T6. Toutes les garanties de solvabilité déposées en application du *Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz* et du paragraphe 27(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* doivent demeurer en place jusqu'au moment de la cessation d'exploitation, en conformité avec les exigences de l'ONÉ, de tous les puits et de toutes les installations.

T7. Pour confirmer que les effets du changement climatique ont bien été pris en compte dans la conception des installations, Pétrolière Impériale doit joindre les renseignements suivants à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) :

a) une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour l'installation de Taglu supposant des scénarios possibles de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser pendant la durée utile des installations;

b) une description de l'effet possible de tels scénarios de température de limite supérieure du point de vue de la configuration des précipitations, de la montée du niveau de la mer, de la sévérité des ondes de tempête, de l'activité glacielle et du niveau des crues;

c) une description de la façon dont il est tenu compte des changements potentiels décrits en b) dans la conception proposée des installations;

d) les résultats des consultations tenues avec les régies et ministères compétents.

T8. Pour réduire au minimum le bruit émis par les installations situées dans les limites du refuge d'oiseaux de l'Île-Kendall, Pétrolière Impériale doit :

a) concevoir les installations de manière à respecter, au minimum, les exigences de la Directive nº 038 de l'Energy and Resources Conservation Board de l'Alberta;

b) incorporer dans la conception des installations les PGE et MTE en matière de réduction du brui);

c) continuer à évaluer les options relatives à l'atténuation du bruit de concert avec Environnement Canada et joindre les résultats de ces consultations à la demande d'autorisation correspondante présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b);

d) joindre à la demande d'autorisation correspondante présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) une analyse indépendante de l'impact sonore fondée sur la conception proposée, qui examine la faisabilité de réductions supplémentaires des émissions sonores.

T9. Pétrolière Impériale doit joindre les renseignements suivants à la demande d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) qui porte sur la construction de la plateforme d'exploitation :

a) les plans de dragage et d'aménagement du site d'accostage de barges au champ de Taglu;

b) les résultats des consultations auprès d'Environnement Canada, de Pêches et Océans Canada, d'Affaires indiennes et du Nord Canada, et de Transports Canada.

T10. Pour regrouper et communiquer l'ensemble des procédures concernant la protection de l'environnement, des mesures d'atténuation et des engagements en matière de surveillance qu'elle a définis à l'égard de l'exploitation des installations à l'intention de son personnel sur le terrain et des inspecteurs de l'ONÉ, Pétrolière Impériale doit déposer un plan de protection de l'environnement (PPE) auprès de l'ONÉ. Le PPE doit accompagner la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) et faire état des politiques, pratiques et procédures concernant :

a) la portée et la zone d'application du PPE;

b) les procédures et mesures de protection de l'environnement, y compris les critères de décision concernant le moment et l'opportunité de les appliquer, des plans et des dessins propres aux sites, les mesuresd'atténuation et les activités de surveillance applicables aux travaux de construction et de forage;

c) la formation continue des employés et des exploitants sur les questions environnementales;

d) des renvois aux autres plans et manuels de protection de l'environnement dont le personnel de chantier et les inspecteurs ont besoin;

e) un plan de remise en état qui décrit l'état dans lequel Shell entend remettre les lieux, précise des buts mesurables à l'égard de la remise en état, énumère les méthodes préconisées pour réduire au minimum l'introduction de plantes envahissantes et fait état des mesures de maximisation de la revégétalisation;

f) la gestion des émissions atmosphériques, y compris:

i) les limites maximales de rejets de MP et de NOx définies par le promoteur et/ou imposées par la loi;

ii) les objectifs définis par le promoteur au sujet du niveau maximum d'émissions de gaz à effet de serre;

iii) les stratégies de réduction des émissions atmosphériques, incluant les MP, les NOx et les gaz à effet de serre;

iv) les méthodes de surveillance et de mesure;

v) l'indication des lieux de surveillance sur une carte ou un diagramme, les raisons pour lesquelles ces lieux ont été choisis et le calendrier d'installation;

vi) une description détaillée des mesures supplémentaires qui seraient prises après avoir pris connaissance des données de surveillance ou en raison de préoccupations persistantes, et les critères ou seuils déterminants

vii) la tenue de registres, y compris la présentation annuelle à l'ONÉ de rapports sur les gaz à effet de serre;

g) le programme de communication publique (non lié aux situations d'urgence);

i) l'examen du programme de protection environnementale et les consultations à son sujet avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest;

ii) la preuve que des consultations ont eu lieu avec les autorités réglementaires et les experts gouvernementaux compétents dans la zone d'application du PPE.

T11. Pour garantir que les installations, les baraquements et l'infrastructure de soutien soient entretenus et exploités d'une manière acceptable sur le plan environnemental pendant la construction et les activités de production, Pétrolière Impériale doit joindre un plan de gestion des déchets à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b). Le plan sera dressé de concert avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, Affaires indiennes et du Nord Canada et Environnement Canada, et il traitera des éléments suivants :

a) tous les types de rebuts associés à la construction et à la production, afin de réduire au minimum les effets sur l'environnement et de garantir la sécurité des travailleurs et du public;

b) les besoins en formation des employés de la société et du personnel des entrepreneurs;

c) la prévention des feux non maîtrisés;

d) l'élimination ou le traitement des matières dangereuses ou potentiellement dangereuses, ce qui comprend les produits pétroliers, les produits chimiques toxiques ou persistants, les déchets huileux, les liquides de dégivrage d'aéronefs et les barils de carburant;

e) la gestion des déchets solides, y compris les métaux, les plastiques, les matières recyclables, la cendre des incinérateurs, l'équipement et les pièces de rechange, les accumulateurs, les matériaux de construction et les débris de construction;

f) la gestion des résidus de cuisine, y compris les mesures à prendre pour éviter d'attirer les animaux;

g) la gestion de la terre, de la neige et de la glace contaminées à la suite de déversements et du dégivrage d'aéronefs;

h) le traitement et l'élimination des eaux usées domestiques, y compris les eaux grises;

i) la sélection de technologies d'évaporation et d'incinération, et la justification des choix;

j) les exigences relatives à la séparation, au stockage provisoire et au traitement des déchets;

k) les méthodes d'évaluation et d'élimination des flux de déchets que l'on propose de rejeter dans l'environnement;

l) les résultats des consultations.

T12. Pour démontrer que les routes d'hiver seront construites et exploitées d'une manière sécuritaire et acceptable sur le plan environnemental, Pétrolière Impériale doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un manuel portant sur la construction, l'exploitation, l'entretien et la fermeture des routes d'hiver. Le manuel précisera ce qui suit :

a) la largeur requise, les exigences de déboisement et de nivellement, la pente du terrain, la vitesse admissible, la signalisation et le poids maximal des véhicules;

b) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour déterminer le moment où la route d'hiver sera prête à servir;

c) des critères relatifs à l'épaisseur de glace sécuritaire pour la traversée de lacs, de rivières et de ruisseaux, de même que la fréquence d'établissement des profils glaciaires;

d) les exigences réglementaires locales;

e) les exigences relatives à l'aménagement et au retrait d'entassements de neige, de ponceaux, d'ouvrages de bachonnage et de ponts temporaires;

f) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour la fermeture des routes.

T13. Pétrolière Impériale doit évaluer les technologies et les pratiques existantes propres à réduire les émissions de MP et de précurseurs de MP et d'ozone produites par les installations et les activités de construction, ainsi qu'adopter les PGE et MTE afin de réduire autant que possible les émissions de MP et de précurseurs de MP et d'ozone. Pétrolière Impériale doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont elle les mettra en œuvre.

T14. Pétrolière Impériale doit évaluer et mettre en œuvre les technologies et les pratiques existantes afin de réduire dans la mesure du possible les émissions de mercure, de dioxines et de furannes provenant des incinérateurs exploités dans les baraquements et les installations. Elle doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont elle entend les mettre en œuvre.

T15. Pétrolière Impériale doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un rapport qui expose ce qui suit :

a) la conception et les mesures d'exploitation précises qu'elle a adoptées ou mettra en œuvre afin de réduire au minimum les fuites et l'évacuation de méthane pendant l'exploitation du réseau, compte tenu des PGE mises au point par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Environnement Canada, le Canadian Energy Partnerships for Environmental Innovation et l'Association canadienne du gaz;

b) la façon dont elle a tenu compte de l'énergie de la chaleur résiduelle dans la conception des installations afin de réduire au minimum la consommation de gaz naturel comme combustible;

c) le recours aux MTE pour les motocompresseurs utilisés dans ses installations, notamment la taille, l'efficience et la conformité aux exigences de la Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes (1992) publiée par le CCME;

d) les résultats des consultations tenues avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

T16. Pour réduire au minimum ou limiter les émissions atmosphériques associées au brûlage à la torche, Pétrolière Impériale se conformera aux lignes directrices sur les normes de qualité de l'air ambiant dans les Territoires du Nord-Ouest *(Guideline for Ambient Air Quality Standards in the Northwest Territories)* et à la Directive nº 60 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta concernant le brûlage à la torche, l'incinération et l'évacuation de gaz dans l'industrie pétrolière amont *(Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating and Venting)*.

T17. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, Pétrolière Impériale doit présenter une mise à jour du plan de gestion des ressources dans les 18 mois suivant le début de la production ou avant le forage de puits conditionnels.

T18. Pour protéger les droits corrélatifs des titulaires de droits tréfonciers adjacents, Pétrolière Impériale doit se conformer à l'*Ébauche des exigences d'espacement des puits* de l'ONÉ, en date du 31 décembre 2009, ou à toute ordonnance concernant les unités d'espacement qui pourrait remplacer ces exigences.

T19. Pour garantir la sécurité des travailleurs et du public ainsi que la protection de l'environnement, Pétrolière Impériale doit établir ses plans d'urgence de concert avec Affaires indiennes et du Nord Canada, la Garde côtière canadienne, Transports Canada, Environnement Canada, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et la Commission Inuvialuit d'administration des terres. Les plans d'urgence comprendront ce qui suit :

a) les exigences relatives à la formation et à l'orientation des employés de la société et du personnel des entrepreneurs;

b) un répertoire indiquant les emplacements des installations de stockage des produits pétroliers, produits chimiques et autres substances dangereuses qui seront transportés, entreposés et/ou utilisés pendant la construction et l'exploitation, ainsi que les fiches signalétiques correspondantes des produits;

c) une indication des ressources (équipement et personnel) qui doivent exister sur place et/ou être disponibles pour intervenir en situation d'urgence;

d) des précisions sur les partenaires d'aide mutuelle et l'emplacement des ressources (équipement et personnel) qu'ils pourraient fournir en situation d'urgence;

e) les procédures d'intervention à suivre en cas de déversements, de rejets, d'incendies, d'urgences médicales et de problèmes de sûreté, y compris le système de signalement et de notification des incidents;

f) une indication des lieux d'entreposage de l'équipement d'intervention en cas d'incendie ou de déversement, et une description des trousses de lutte contre les déversements exigées pour les véhicules;

g) un répertoire téléphonique des représentants de la société, des entrepreneurs, des organismes gouvernementaux et de la collectivité qui décrit leurs rôles respectifs et besoins en matière d'information;

h) les procédures de nettoyage et d'élimination des rebuts produits;

i) une indication des lieux de rassemblement pour les évacuations d'urgence des baraquements et des installations;

j) l'emplacement des services médicaux d'urgence et une description de leurs capacités;

k) les exigences concernant un accès 24 heures sur 24 à des services d'évacuation médicale d'urgence;

l) des cartes montrant l'emplacement des éléments d'infrastructure, comme les baraquements, les routes d'accès, les aires de stockage d'équipement, les pistes d'atterrissage, les sites d'accostage de barges et les sites d'emprunt, pour faciliter l'aiguillage du personnel de première intervention;

m) la prise en compte des scénarios de hautes crues et de forte activité glacielle;

n) la prise en compte des effets de séismes;

o) les résultats des consultations.

T20. Pour démontrer qu'elle est prête à intervenir en cas d'urgence dès le début des travaux de production, Pétrolière Impériale, sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, doit mener un exercice d'intervention en cas d'urgence pour évaluer l'efficacité de son plan d'urgence, au moins dix jours avant le début de la production, et notifier l'ONÉ par lettre une fois que l'exercice aura été exécuté avec succès.

T21. Pour réduire au minimum les incidences de la mise en valeur du champ sur les espèces fauniques, Pétrolière Impériale doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ, en même temps que la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b), un ou plusieurs plans de protection et de gestion portant sur la faune en général ainsi que des plans spécifiques visant chacune des espèces suivantes : le caribou de la toundra, le grizzli, l'ours blanc et le carcajou. Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent préciser les objectifs à atteindre, la zone comprise dans chaque plan ainsi que les zones d'influence présumées des activités et la justification des hypothèses posées à cet égard. Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent comprendre les éléments suivants :

a) les résultats des relevés pré-construction, y compris les relevés visant des espèces en péril inscrites au Registre public (Annexe 1) de la *Loi sur les espèces en péril* (espèces inscrites), sauf si le ministre a déterminé que leur rétablissement n'est pas possible, et les endroits où ont été observées des espèces classées en péril ou pouvant être en péril selon l'évaluation la plus récente du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada et les plus récentes classifications de situation générale établies pour les Territoires du Nord-Ouest;

b) des mises à jour des évaluations des incidences visant des espèces inscrites suivant la *Loi sur les espèces en péril,* lesquelles évaluations doivent être effectuées directement sur les espèces inscrites, dans la mesure du possible, plutôt qu'en utilisant une ou plusieurs espèces indicatrices;

c) des mesures d'atténuation, y compris :

  i) les mesures permettant d'éviter ou de réduire au minimum les perturbations, notamment les perturbations linéaires et les effets de la fragmentation de l'habitat, les perturbations sensorielles et les obstacles aux déplacements;

  ii) l'ordonnancement des activités de manière à réduire au minimum les perturbations causées aux espèces fauniques;

  iii) des mesures visant à réduire au minimum l'empreinte laissée par les travaux de mise en valeur dans des habitats qui assurent la survie des espèces inscrites;

  iv) des procédures pour éviter de perturber d'éventuelles aires de mise bas;

  v) la gestion des accès, notamment au moyen de consultations publiques;

  vi) des protocoles et des activités d'éducation et de sensibilisation pour gérer les interactions entre la faune et les humains, y compris des mesures visant à limiter la récolte d'animaux et à dissuader les espèces sauvages, en particulier les ours, d'entrer dans les baraquements et les autres installations;

  vii) des mesures propres à réduire les perturbations causées à la faune et aux oiseaux migrateurs par la circulation terrestre associée à la mise en valeur du champ, notamment sur les routes d'accès, et la circulation aérienne;

  viii) toutes les mesures de protection de la faune prévues dans d'autres plans de gestion, ou des renvois à ces mesures;

d) des protocoles de surveillance et de gestion adaptative, notamment :

  i) l'établissement et le maintien de liens avec les programmes régionaux;

  ii) les protocoles à employer pour les relevés afin d'éviter ou de prévenir les incidences sur la faune;

  iii) des plans de surveillance des réactions de la faune aux activités exécutées à toutes les étapes des travaux de mise en valeur;

  iv) des protocoles pour documenter la perte et la modification d'habitat, ainsi que les incidents, les interactions et les cas de mortalité de la faune;

  v) des mécanismes pour évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation, des critères pour déterminer le besoin et la façon de les adapter, ainsi que les mesures proposées pour maîtriser des effets imprévus;

e) des plans de mise en œuvre, y compris :

  i) des précisions sur la façon dont les plans seront mis en application et reliés au plan de gestion et de protection de la faune de Pétrolière Impériale;

  ii) les mesures prises pour permettre la participation de surveillants locaux;

  iii) le processus de mise à jour du plan de protection à mesure que les lacunes en matière d'information sont comblées, y compris les stratégies de rétablissement des espèces inscrites et les plans d'action;

f) les méthodes de suivi et de rapport concernant le ou les plans de protection et de gestion de la faune, et la façon de les mettre en œuvre;

g) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, Environnement Canada et les conseils de gestion de la faune compétents.

T22. Pétrolière Impériale inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition T21) en ce qui touche le caribou de la toundra :

a) l'échéancier et les dates déterminés pour l'exécution des activités afin d'éviter ou de réduire au minimum les conflits avec les déplacements des caribous ou les délicates périodes d'alimentation et de mise bas;

b) des plans pour gérer les effets éventuels sur la harde de caribous de la Porcupine qui tiennent à une utilisation accrue de la route de Dempster en raison de la circulation liée à la mise en valeur du champ;

a) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le Porcupine Caribou Management Board et le gouvernement du Yukon.

T23. Pétrolière Impériale doit faire état dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition T21) de son engagement d'exécuter des relevés et des programmes de surveillance concernant le hibou des marais et le quiscale rouilleux, avant, pendant et après la construction, et de déposer les renseignements connexes auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

T24. Pétrolière Impériale doit inclure dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition T21) des mesures d'atténuation spécifiques aux rapaces, notamment les faucons pèlerins, les pygargues à tête blanche et les aigles royaux. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, ces mesures d'atténuation comprendront les restrictions suivantes à l'égard des activités ou des installations :

a) pour les structures permanentes, les perturbations à long terme de l'habitat (p. ex. route, carrière, baraquements, etc.), l'accès par voie terrestre ou aérienne et le dynamitage, conserver une distance de recul de 1 000 m par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces;

b) pour le survol d'aéronefs, conserver une distance de recul de 760 m au-dessus du sol par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces.

T25. Pour protéger les activités traditionnelles de pêche contre les effets négatifs des travaux de construction, Pétrolière Impériale doit communiquer à l'ONÉ, en même temps que la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b), la série définitive d'arbres de décision proposée pour gérer les conséquences sur le poisson et son habitat, ce qui comprend :

a) un exposé du processus décisionnel, les critères de décision et les choix sur le plan de l'atténuation;

b) une description de la façon dont Pétrolière Impériale tiendra compte de l'importance que l'habitat du poisson et les populations de poisson revêtent pour les collectivités locales et les pêcheurs;

c) la preuve que des consultations au sujet des arbres de décision ont eu lieu avec Pêches et Océans Canada ainsi qu'avec les conseils de gestion et organismes compétents.

T26. Pétrolière Impériale inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition T21) en ce qui touche le grizzli :

a) un plan prévoyant l'exécution de relevés annuels des tanières du grizzli aux étapes de la pré-construction et de la construction, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir;

b) les mesures d'atténuation proposées pour éviter de perturber les tanières du grizzli;

c) l'engagement de déposer annuellement auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et des conseils de gestion de la faune compétents, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir, les résultats des relevés effectués aux étapes de la pré-construction et de la construction.

T27. Pétrolière Impériale doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) des plans de diversité, incorporant le principe de l'égalité des sexes, qui s'appliqueront pendant les étapes de la construction et de l'exploitation. Ces plans doivent exposer :

a) la façon dont les objectifs en matière de diversité seront déterminés;

b) les objectifs concernant la diversité;

c) les étapes à suivre pour atteindre les objectifs définis;

d) l'engagement de fournir un milieu de travail sûr et sain;

e) les étapes de la création d'un comité de gestion de la diversité;

f) un système de surveillance et de rapport.

Pétrolière Impériale exigera que ses entrepreneurs et sous-traitants se conforment à ses plans de diversité.

T28. Pétrolière Impériale doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) des plans relatifs à un programme officiel de résolution des différends qui sera mis en œuvre pendant la construction et l'exploitation. Les plans seront établis de concert avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et les autorités autochtones, et comprendont les éléments suivants :

a) une description du processus permettant de saisir Pétrolière Impériale ou les gouvernements des plaintes ou des différends soumis;

b) une description du processus suivant lequel les plaintes ou les différends soumis seraient acheminés aux personnes ayant la responsabilité d'y donner suite et une description des rôles et des responsabilités de tout interlocuteur intervenant dans l'évaluation d'une plainte ou d'un différend ou dans la suite à donner;

c) une description du processus de résolution des plaintes reçues ou des différends;

d) une description des protocoles établis aux fins du renvoi et de la résolution d'une plainte ou d'un différend;

e) une description des mécanismes de recours dans le cas de plaintes ou de différends non résolus ou résolus de façon insatisfaisante;

f) une description du processus à utiliser pour communiquer avec les collectivités et pour les informer du programme de résolution des différends.

T29. Pétrolière Impériale doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) des renseignements sur l'embauche de résidents locaux à titre de surveillants pour assurer la vérification de la conformité et la surveillance des effets environnementaux, y compris :

a) la nature des activités devant être surveillées;

b) des descriptions d'emploi précises pour les postes de surveillants;

c) des précisions sur la formation qui sera offerte aux surveillants pour leur permettre de remplir leurs fonctions;

d) la confirmation que les surveillants ont été engagés.

T30. Pour que le plan de mise en valeur du champ de Taglu puisse être autorisé en vertu du paragraphe 5.1(4) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien doit confirmer que Pétrolière Impériale a satisfait aux exigences en matière de plans de retombées économiques prévues à l'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Annexe Q

Conditions qui s'appliquent au plan de mise en valeur de ConocoPhillips Canada (North) Limited (ConocoPhillips) pour le champ de Parsons Lake

Un bon nombre des conditions proposées se rapportent à une demande d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). Avant qu'un promoteur puisse entreprendre des travaux de forage ou de construction dans le cadre d'un plan de mise en valeur, il doit obtenir les autorisations prévues à l'alinéa 5(1)b) de la LOPC. L'article 6 du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada* dispose qu'une demande d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) doit être accompagnée des renseignements et documents suivants : une description de l'étendue des activités projetées, un plan de protection de l'environnement, un plan de sécurité et un plan d'urgence. Les activités menées dans le cadre d'un plan de mise en valeur peuvent comprendre des travaux de forage, la complétion de puits, la construction d'installations, des travaux de production et la désaffectation.

À moins d'indication contraire, les *consultations* du promoteur dont il est fait mention dans une condition doivent inclure ce qui suit de la part du promoteur :

a) fournir à la partie à consulter,

   i) un avis suffisamment détaillé pour permettre à la partie visée d'établir son point de vue sur la question;

   ii) une période raisonnable pour ce faire;

   iii) l'occasion de présenter ce point de vue à la partie qui mène la consultation;

b) examiner intégralement et objectivement tout point de vue ainsi présenté.

À moins d'indication contraire dans la condition, *meilleure technique existante* (MTE) s'entend d'une technique de rendement supérieur en matière d'émissions qui est disponible sur le marché à un coût raisonnable au moment où elle est requise pour le projet et qui atteint les buts de prévention de la pollution et d'efficacité énergétique.

À moins d'indication contraire dans la condition, *pratique de gestion exemplaire* (PGE) s'entend d'une pratique ou d'un procédé de protection environnementale à la fois novateur, dynamique et amélioré qui contribue à une mise en valeur responsable sur le plan de l'environnement. Les PGE sont soit des lignes directrices officielles ou des procédés généralement acceptés et reconnus comme étant des pratiques exemplaires par les organismes de réglementation et les associations industrielles.

P1. Sauf avis contraire de la part de l'Office national de l'énergie, ConocoPhillips doit concevoir, appliquer ou faire appliquer l'ensemble des politiques, mesures d'atténuation, procédures, normes et devis, et recommandations concernant toute activité ou tout travail prévu, qui sont mentionnés dans la demande relative au plan de mise en valeur, dans l'énoncé des incidences environnementales ou dans tout autre document déposé auprès de la Commission d'examen conjoint, ou dont la société a autrement convenu au cours de l'audience GH-1-2004 et du processus d'examen de la Commission d'examen conjoint.

P2. Pour favoriser une éventuelle mise en valeur conjointe du champ de Parsons Lake qui réduit l'empreinte environnementale au minimum, les plateformes d'exploitation nord et sud doivent être conçues de manière à pouvoir être agrandies pour permettre le forage d'au moins un puits par une tierce partie titulaire d'un droit tréfoncier adjacent.

P3. Pour prévenir la coalescence de bulbes de dégel dans le pergélisol, l'espacement inter-puits sur une plateforme d'exploitation doit être d'au moins 15 m à moins que ConocoPhillips n'adopte des mesures d'atténuation agréées par l'ONE.

P4. Pour confirmer que la solution du confinement souterrain des déblais de forage a été examinée adéquatement, ConocoPhillips joindra un programme de gestion des injections de déblais de forage à la demande d'autorisation correspondante présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b). Le programme doit comprendre ce qui suit :

a) une description des méthodes proposées d'injection de la bouillie de déblais de forage et des puits qu'il est prévu d'utiliser;

b) une description des zones d'injection proposées;

c) une description des essais d'injection échelonnée *(step-rate test)* ou essais d'injectivité qui seraient menés avant les opérations d'injection;

d) une description des mesures qui seraient appliquées pendant l'injection souterraine de bouillie de déblais de forage pour prévenir la migration verticale de fluide d'injection et/ou de fluide de formation hors de la zone d'injection et la contamination potentielle d'aquifères d'eau douce, de la couche de pergélisol et des formations pétrolifères.

P5. Pour surveiller la teneur en dioxyde de carbone (CO_2) du gaz produit au champ de Parsons Lake, ConocoPhillips doit prévoir des mesures convenables d'échantillonnage et d'analyse du gaz dans le cadre du programme d'acquisition de données sur le terrain et des programmes d'acquisition des données de puits.

P6. Avant le début des travaux de forage, ConocoPhillips, conformément au paragraphe 13(14) de la *Convention définitive des Inuvialuit*, doit déposer une garantie de solvabilité de 40 062 500 $, sous une forme jugée acceptable par l'ONÉ, qui sera détenue en fiducie par l'ONÉ jusqu'au moment de la cessation d'exploitation, en conformité avec les exigences de l'ONÉ, de tous les puits et de toutes les installations.

P7. Toutes les garanties de solvabilité déposées en application du *Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz* et du paragraphe 27(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* doivent demeurer en place jusqu'au moment de la cessation d'exploitation, en conformité avec les exigences de l'ONÉ, de tous les puits et de toutes les installations.

P8. Pour confirmer que les effets du changement climatique ont bien été pris en compte dans la conception des installations, ConocoPhillips doit joindre les renseignements suivants à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) :

a) une analyse des incidences des changements et variations climatiques sur le pergélisol et la stabilité du terrain pour l'installation de Taglu supposant des scénarios possibles de température de limite supérieure qui pourraient se réaliser pendant la durée utile des installations;

b) une description de l'effet possible de tels scénarios de température de limite supérieure sur la configuration des précipitations et le niveau d'eau du lac Parsons et d'autres lacs situés à proximité;

c) une description de la façon dont il est tenu compte des changements potentiels décrits en b) dans la conception proposée des installations;

d) les résultats des consultations tenues avec les régies et ministères compétents.

P9. Pour réduire au minimum le bruit émis par les installations situées au lac Parsons, ConocoPhillips doit :

a) concevoir les installations de manière à respecter les exigences de la Directive n° 038 de l'ERCB de l'Alberta;

b) présenter à l'ONÉ, 90 jours avant le début de l'exploitation, un rapport post-construction d'évaluation du bruit.

P10. Pour regrouper et communiquer l'ensemble des procédures concernant la protection de l'environnement, des mesures d'atténuation et des engagements en matière de surveillance qu'elle a définis à l'égard de l'exploitation des installations à l'intention de son personnel sur le terrain et des inspecteurs de l'ONÉ, ConocoPhillips doit déposer un plan de protection de l'environnement (PPE) auprès de l'ONÉ. Le PPE doit accompagner la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) et faire état des politiques, pratiques et procédures concernant :

a) la portée et la zone d'application du PPE;

b) les procédures et mesures de protection de l'environnement, y compris les critères de décision concernant le moment et l'opportunité de les appliquer, des plans et des dessins propres aux sites, les mesuresd'atténuation et les activités de surveillance applicables aux travaux de construction et de forage;

c) la formation continue des employés et des exploitants sur les questions environnementales;

d) des renvois aux autres plans et manuels de protection de l'environnement dont le personnel de chantier et les inspecteurs ont besoin;

e) un plan de remise en état qui décrit l'état dans lequel Shell entend remettre les lieux, précise des buts mesurables à l'égard de la remise en état, énumère les méthodes préconisées pour réduire au minimum l'introduction de plantes envahissantes et fait état des mesures de maximisation de la revégétalisation;

f) la gestion des émissions atmosphériques, y compris :

   i) les limites maximales de rejets de MP et de NOx définies par le promoteur et/ou imposées par la loi;

   ii) les objectifs définis par le promoteur au sujet du niveau maximum d'émissions de gaz à effet de serre;

   iii) les stratégies de réduction des émissions atmosphériques, incluant les MP, les NOx et les gaz à effet de serre;

   iv) les méthodes de surveillance et de mesure;

   v) l'indication des lieux de surveillance sur une carte ou un diagramme, les raisons pour lesquelles ces lieux ont été choisis et le calendrier d'installation;

   vi) une description détaillée des mesures supplémentaires qui seraient prises après avoir pris connaissance des données de surveillance ou en raison de préoccupations persistantes, et les critères ou seuils déterminants;

   vii) la tenue de registres, y compris la présentation annuelle à l'ONÉ de rapports sur les gaz à effet de serre;

g) le programme de communication publique (non lié aux situations d'urgence);

h) l'examen du programme de protection environnementale et les consultations à son sujet avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest;

i) la preuve que des consultations ont eu lieu avec les autorités réglementaires et les experts gouvernementaux compétents dans la zone d'application du PPE.

P11. Pour garantir que les installations, les baraquements et l'infrastructure de soutien soient entretenus et exploités d'une manière acceptable sur le plan environnemental pendant la construction et les activités de production, ConocoPhillips doit joindre un plan de gestion des déchets à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b). Le plan sera dressé de concert avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, Affaires indiennes et du Nord Canada et Environnement Canada, et il traitera des éléments suivants :

a) tous les types de rebuts associés à la construction et à la production, afin de réduire au minimum les effets sur l'environnement et de garantir la sécurité des travailleurs et du public;

b) les besoins en formation des employés de la société et du personnel des entrepreneurs;

c) la prévention des feux non maîtrisés;

d) l'élimination ou le traitement des matières dangereuses ou potentiellement dangereuses, ce qui comprend les produits pétroliers, les produits chimiques toxiques ou persistants, les déchets huileux, les liquides de dégivrage d'aéronefs et les barils de carburant;

e) la gestion des déchets solides, y compris les métaux, les plastiques, les matières recyclables, la cendre des incinérateurs, l'équipement et les pièces de rechange, les accumulateurs, les matériaux de construction et les débris de construction;

f) la gestion des résidus de cuisine, y compris les mesures à prendre pour éviter d'attirer les animaux;

g) la gestion de la terre, de la neige et de la glace contaminées à la suite de déversements et du dégivrage d'aéronefs,

h) le traitement et l'élimination des eaux usées domestiques, y compris les eaux grises;

i) la sélection de technologies d'évaporation et d'incinération, et la justification des choix;

j) les exigences relatives à la séparation, au stockage provisoire et au traitement des déchets;

k) les méthodes d'évaluation et d'élimination des flux de déchets que l'on propose de rejeter dans l'environnement;

l) les résultats des consultations.

P12. Pour démontrer que les routes d'hiver prévues pour le projet seront construites et exploitées d'une manière sécuritaire et acceptable sur le plan environnemental, ConocoPhillips doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un manuel portant sur la construction, l'exploitation, l'entretien et la fermeture des routes d'hiver prévues pour le projet. Le manuel précisera ce qui suit :

a) la largeur requise, les exigences de déboisement et de nivellement, la pente du terrain, la vitesse admissible, la signalisation et le poids maximal des véhicules;

b) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour déterminer le moment où la route d'hiver sera prête à servir;

c) des critères relatifs à l'épaisseur de glace sécuritaire pour la traversée de lacs, de rivières et de ruisseaux, de même que la fréquence d'établissement des profils glaciaires;

d) les exigences réglementaires locales;

e) les exigences relatives à l'aménagement et au retrait d'entassements de neige, de ponceaux, d'ouvrages de bachonnage et de ponts temporaires;

f) des critères environnementaux et techniques objectifs et mesurables pour la fermeture des routes.

P13. ConocoPhillips doit évaluer les technologies et les pratiques existantes propres à réduire les émissions de MP et de précurseurs de MP et d'ozone produites par les installations et les activités de construction, ainsi qu'adopter les PGE et MTE afin de réduire autant que possible les émissions de MP et de précurseurs de MP et d'ozone. ConocoPhillips doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont elle les mettra en œuvre.

P14. ConocoPhillips doit évaluer et mettre en œuvre les technologies et les pratiques existantes afin de réduire dans la mesure du possible les émissions de mercure, de dioxines et de furannes provenant des incinérateurs exploités dans les baraquements et les installations. Elle doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un rapport qui expose ses conclusions en la matière et la façon dont elle entend les mettre en œuvre.

P15. ConocoPhillips doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) un rapport qui expose ce qui suit :

a) la conception et les mesures d'exploitation précises qu'elle a adoptées ou mettra en œuvre afin de réduire au minimum les fuites et l'évacuation de méthane pendant l'exploitation du réseau, compte tenu des PGE mises au point par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Environnement Canada, le Canadian Energy Partnerships for Environmental Innovation et l'Association canadienne du gaz;

b) la façon dont elle a tenu compte de l'énergie de la chaleur résiduelle dans la conception des installations afin de réduire au minimum la consommation de gaz naturel comme combustible;

c) le recours à des MTE dans la description des motocompresseurs utilisés dans ses installations, notamment la taille, l'efficience et la conformité aux exigences de la Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes (1992) publiée par le CCME;

d) les résultats des consultations tenues avec Environnement Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

P16. Pour réduire au minimum ou limiter les émissions atmosphériques associées au brûlage à la torche, ConocoPhillips se conformera aux lignes directrices sur les normes de qualité de l'air ambiant dans les Territoires du Nord-Ouest *(Guideline for Ambient Air Quality Standards in the Northwest Territories)* et à la Directive n° 60 de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta concernant le brûlage à la torche, l'incinération et l'évacuation de gaz dans l'industrie pétrolière amont *(Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating and Venting)*.

P17. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, ConocoPhillips doit présenter une mise à jour du plan de gestion des ressources dans les 18 mois suivant le début de la production ou avant le forage de puits conditionnels.

P18. Pour protéger les droits corrélatifs des titulaires de droits tréfonciers adjacents, ConocoPhillips doit se conformer à l'*Ébauche des exigences d'espacement des puits* de l'ONÉ, en date du 31 décembre 2009, ou à toute ordonnance concernant les unités d'espacement qui pourrait remplacer ces exigences.

P19. Pour garantir la sécurité des travailleurs et du public ainsi que la protection de l'environnement, ConocoPhillips doit établir ses plans d'urgence de concert avec Affaires indiennes et du Nord Canada, la Garde côtière canadienne, Transports Canada, Environnement Canada, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et la Commission Inuvialuit d'administration des terres. Les plans d'urgence comprendront ce qui suit :

a) les exigences relatives à la formation et à l'orientation des employés de la société et du personnel des entrepreneurs;

b) un répertoire indiquant les emplacements des installations de stockage des produits pétroliers, produits chimiques et autres substances dangereuses qui seront transportés, entreposés et/ou utilisés pendant la construction et l'exploitation, ainsi que les fiches signalétiques correspondantes des produits;

c) une indication des ressources (équipement et personnel) qui doivent exister sur place et/ou être disponibles pour intervenir en situation d'urgence;

d) des précisions sur les partenaires d'aide mutuelle et l'emplacement des ressources (équipement et personnel) qu'ils pourraient fournir en situation d'urgence;

e) les procédures d'intervention à suivre en cas de déversements, de rejets, d'incendies, d'urgences médicales et de problèmes de sûreté, y compris le système de signalement et de notification des incidents;

f) une indication des lieux d'entreposage de l'équipement d'intervention en cas d'incendie ou de déversement, et une description des trousses de lutte contre les déversements exigées pour les véhicules;

g) un répertoire téléphonique des représentants de la société, des entrepreneurs, des organismes gouvernementaux et de la collectivité qui décrit leurs rôles respectifs et besoins en matière d'information;

h) les procédures de nettoyage et d'élimination des rebuts produits;

i) une indication des lieux de rassemblement pour les évacuations d'urgence des baraquements et des installations;

j) l'emplacement des services médicaux d'urgence et une description de leurs capacités;

k) les exigences concernant un accès 24 heures sur 24 à des services d'évacuation médicale d'urgence;

l) des cartes montrant l'emplacement des éléments d'infrastructure, comme les baraquements, les routes d'accès, les aires de stockage d'équipement, les pistes d'atterrissage, les sites d'accostage de barges et les sites d'emprunt, pour faciliter l'aiguillage du personnel de première intervention;

m) la prise en compte des effets de séismes;

n) les résultats des consultations.

P20. Pour démontrer qu'elle est prête à intervenir en cas d'urgence dès le début des travaux de production, ConocoPhillips, sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, doit mener un exercice d'intervention en cas d'urgence pour évaluer l'efficacité de son plan d'urgence, au moins dix jours avant le début de la production, et notifier l'ONÉ par lettre une fois que l'exercice aura été exécuté avec succès.

P21. Pour réduire au minimum les incidences de la mise en valeur du champ sur les espèces fauniques, ConocoPhillips doit soumettre à l'approbation de l'ONÉ, en même temps que la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b), un ou plusieurs plans de protection et de gestion portant sur la faune en général ainsi que des plans spécifiques visant chacune des espèces suivantes : le caribou de la toundra, le grizzli, l'ours blanc et le carcajou. Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent préciser les objectifs à atteindre, la zone comprise dans chaque plan ainsi que les zones d'influence présumées des activités et la justification des hypothèses posées à cet égard. Le ou les plans de protection et de gestion de la faune doivent comprendre les éléments suivants :

a) les résultats des relevés pré-construction, y compris les relevés visant des espèces en péril inscrites au Registre public (Annexe 1) de la *Loi sur les espèces en péril* (espèces inscrites), sauf si le ministre a déterminé que leur rétablissement n'est pas possible, et les endroits où ont été observées des espèces classées en péril ou pouvant être en péril selon l'évaluation la plus récente du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada et les plus récentes classifications de situation générale établies pour les Territoires du Nord-Ouest;

b) des mises à jour des évaluations des incidences visant des espèces inscrites suivant la *Loi sur les espèces en péril*, lesquelles évaluations doivent être effectuées directement sur les espèces inscrites, dans la mesure du possible, plutôt qu'en utilisant une ou plusieurs espèces indicatrices;

c) des mesures d'atténuation, y compris :

i) les mesures permettant d'éviter ou de réduire au minimum les perturbations, notamment les perturbations linéaires et les effets de la fragmentation de l'habitat, les perturbations sensorielles et les obstacles aux déplacements;

ii) l'ordonnancement des activités de manière à réduire au minimum les perturbations causées aux espèces fauniques;

iii) des mesures visant à réduire au minimum l'empreinte laissée par les travaux de mise en valeur dans des habitats qui assurent la survie des espèces inscrites;

iv) des procédures pour éviter de perturber d'éventuelles aires de mise bas;

v) la gestion des accès, notamment au moyen de consultations publiques;

vi) des protocoles et des activités d'éducation et de sensibilisation pour gérer les interactions entre la faune et les humains, y compris des mesures visant à limiter la récolte d'animaux et à dissuader les espèces sauvages, en particulier les ours, d'entrer dans les baraquements et les autres installations;

vii) des mesures propres à réduire les perturbations causées à la faune et aux oiseaux migrateurs par la circulation terrestre associée à la mise en valeur du champ, notamment sur les routes d'accès, et la circulation aérienne;

viii) toutes les mesures de protection de la faune prévues dans d'autres plans de gestion, ou des renvois à ces mesures;

d) des protocoles de surveillance et de gestion adaptative, notamment :

i) l'établissement et le maintien de liens avec les programmes régionaux;

ii) les protocoles à employer pour les relevés afin d'éviter ou de prévenir les incidences sur la faune;

iii) des plans de surveillance des réactions de la faune aux activités exécutées à toutes les étapes des travaux de mise en valeur;

iv) des protocoles pour documenter la perte et la modification d'habitat, ainsi que les incidents, les interactions et les cas de mortalité de la faune;

v) des mécanismes pour évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation, des critères pour déterminer le besoin et la façon de les adapter, ainsi que les mesures proposées pour maîtriser des effets imprévus;

e) des plans de mise en œuvre, y compris :

i) des précisions sur la façon dont les plans seront mis en application et reliés au plan de gestion et de protection de la faune de ConocoPhillips;

ii) les mesures prises pour permettre la participation de surveillants locaux;

iii) le processus de mise à jour du plan de protection à mesure que les lacunes en matière d'information sont comblées, y compris les stratégies de rétablissement des espèces inscrites et les plans d'action;

f) les méthodes de suivi et de rapport concernant le ou les plans de protection et de gestion de la faune, et la façon de les mettre en œuvre;

g) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, Environnement Canada et les conseils de gestion de la faune compétents.

P22. ConocoPhillips inclura les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition P21) en ce qui touche le caribou de la toundra :

a) l'échéancier et les dates déterminés pour l'exécution des activités afin d'éviter ou de réduire au minimum les conflits avec les déplacements des caribous ou les délicates périodes d'alimentation et de mise bas;

b) des plans pour gérer les effets éventuels sur la harde de caribous de la Porcupine qui tiennent à une utilisation accrue de la route de Dempster en raison de la circulation liée à la mise en valeur du champ;

c) la preuve que des consultations ont eu lieu avec le Porcupine Caribou Management Board et le gouvernement du Yukon.

P23. ConocoPhillips doit faire état dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition P21) de son engagement d'exécuter des relevés et des programmes de surveillance concernant le hibou des marais et le quiscale rouilleux, avant, pendant et après la construction, et de déposer les renseignements connexes auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

P24. ConocoPhillips doit inclure dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition P21) des mesures d'atténuation spécifiques aux rapaces, notamment les faucons pèlerins, les pygargues à tête blanche et les aigles royaux. Sauf avis contraire de la part de l'ONÉ, ces mesures d'atténuation comprendront les restrictions suivantes à l'égard des activités ou des installations :

a) pour les structures permanentes, les perturbations à long terme de l'habitat (p. ex. route, carrière, baraquements, etc.), l'accès par voie terrestre ou aérienne et le dynamitage, conserver une distance de recul de 1 000 m par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces;

b) pour le survol d'aéronefs, conserver une distance de recul de 760 m au-dessus du sol par rapport au site de nidification entre le 15 avril et le 1er septembre pour le faucon pèlerin et entre le 30 mars et le 31 juillet pour toutes les autres espèces de rapaces.

P25. Pour protéger les activités traditionnelles de pêche contre les effets négatifs des travaux de construction, ConocoPhillips doit communiquer à l'ONÉ, en même temps que la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b), la série définitive d'arbres de décision proposée pour gérer les conséquences sur le poisson et son habitat, ce qui comprend :

a) un exposé du processus décisionnel, les critères de décision et les choix sur le plan de l'atténuation;

b) une description de la façon dont ConocoPhillips tiendra compte de l'importance que l'habitat du poisson et les populations de poisson revêtent pour les collectivités locales et les pêcheurs;

c) la preuve que des consultations au sujet des arbres de décision ont eu lieu avec Pêches et Océans Canada ainsi qu'avec les conseils de gestion et organismes compétents.

P26. ConocoPhillips doit inclure les éléments suivants dans ses plans de protection et de gestion de la faune (condition P21) en ce qui touche le grizzli :

a) un plan prévoyant l'exécution de relevés annuels des tanières du grizzli aux étapes de la pré-construction et de la construction, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir;

b) les mesures d'atténuation proposées pour éviter de perturber les tanières du grizzli;

c) l'engagement de déposer annuellement auprès du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et des conseils de gestion de la faune compétents, avant le début des travaux prévus pour la saison à venir, les résultats des relevés effectués aux étapes de la pré-construction et de la construction.

P27. ConocoPhillips doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) des plans de diversité, incorporant le principe de l'égalité des sexes, qui s'appliqueront pendant les étapes de la construction et de l'exploitation. Ces plans doivent exposer :

a) la façon dont les objectifs en matière de diversité seront déterminés;

b) les objectifs concernant la diversité;

c) les étapes à suivre pour atteindre les objectifs définis;

d) l'engagement de fournir un milieu de travail sûr et sain;

e) les étapes de la création d'un comité de gestion de la diversité;

f) un système de surveillance et de rapport.

ConocoPhillips exigera que ses entrepreneurs et sous-traitants se conforment à ses plans de diversité.

P28. ConocoPhillips doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) des plans relatifs à un programme officiel de résolution des différends qui sera mis en œuvre pendant la construction et l'exploitation. Les plans seront établis de concert avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et les autorités autochtones, et comprendont les éléments suivants :

a) une description du processus permettant de saisir ConocoPhillips ou les gouvernements des plaintes ou des différends soumis;

b) une description du processus suivant lequel les plaintes ou les différends soumis seraient acheminés aux personnes ayant la responsabilité d'y donner suite et une description des rôles et des responsabilités de tout interlocuteur intervenant dans l'évaluation d'une plainte ou d'un différend ou dans la suite à donner;

c) une description du processus de résolution des plaintes reçues ou des différends;

d) une description des protocoles établis aux fins du renvoi et de la résolution d'une plainte ou d'un différend;

e) une description des mécanismes de recours dans le cas de plaintes ou de différends non résolus ou résolus de façon insatisfaisante;

f) une description du processus à utiliser pour communiquer avec les collectivités et pour les informer du programme de résolution des différends.

P29. ConocoPhillips doit joindre à la demande initiale d'autorisation présentée aux termes de l'alinéa 5(1)b) des renseignements sur l'embauche de résidents locaux à titre de surveillants pour assurer la vérification de la conformité et la surveillance des effets environnementaux, y compris :

a) la nature des activités devant être surveillées;

b) des descriptions d'emploi précises pour les postes de surveillants;

c) des précisions sur la formation qui sera offerte aux surveillants pour leur permettre de remplir leurs fonctions;

d) la confirmation que les surveillants ont été engagés.

P30. Pour que le plan de mise en valeur du champ de Parsons Lake puisse être autorisé en vertu du paragraphe 5.1(4) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada)*, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien doit confirmer que ConocoPhillips a satisfait aux exigences en matière de plans de retombées économiques prévues à l'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.